

**GESTIÓN ÓPTIMA Y PLANEAMIENTO DEL MANTENIMIENTO DE LA
VEGETACIÓN BAJO REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

JOHAN SEBASTIAN CORREA TAMAYO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2017**

**GESTIÓN ÓPTIMA Y PLANEAMIENTO DEL MANTENIMIENTO DE LA
VEGETACIÓN BAJO REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

JOHAN SEBASTIAN CORREA TAMAYO

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR:
Ph.D Mauricio Granada Echeverri**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2017**

DEDICATORIA

En primera instancia dar gracias a Dios, por tener la oportunidad de estudiar en la UTP. A mis padres por haberme inculcado el deseo de estudiar y salir adelante con esfuerzo y dedicación, siempre han estado a mi lado apoyando las decisiones que tomo en mi vida personal y profesional.

A mis hermanos Julian Andres, Hilmo Alejandro y Cristian Felipe por estar siempre a mi lado y darme el privilegio de vivir en familia, espero que este logro los motive y les sirva de ejemplo para que realicen sus sueños.

A Lina Marcela por ser incondicional, desinteresada y darme el aliento necesario para que mi deseo de superación crezca.

A Jerónimo Correa Castaño por representar el legado de mi familia.

A mis amigos de vida Adrián Hernando, Cristian David, John Mario, Pablo Cesar, Alejandro, Hector Enrique y Luz Stella por su compañía en algún momento de mi vida.

Por ultimo quiero hacer un reconocimiento especial a Andres Arias por sus valiosos aportes y colaboración en el desarrollo de este trabajo.

“Hay una ley de vida, cruel y exacta, que afirma que uno debe crecer o, en caso contrario, pagar más por seguir siendo el mismo”- Norman Mailer.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCION.....	1
1.1 Objetivos.....	1
1.1.1 Objetivo general	1
1.1.2 Objetivos específicos.....	1
1.2 Planteamiento del problema	1
1.3 Justificación	2
1.4 Estado del arte	4
2. VEGETACION EN REDES ELECTRICAS	6
2.1 Red Eléctrica su confiabilidad y continuidad	6
2.1.1 Características generales de una línea aérea de transmisión y distribución.....	7
2.1.2 Distancia de seguridad y servidumbre.....	7
2.1.3 Afectación de la vegetación en líneas de transmisión y distribución eléctrica.....	11
2.2 Normativa Vigente.....	16
2.2.1 Estándar NERC FAC-003-1: Programa de Mantenimiento de la vegetación en Líneas de Transmisión	16
2.2.2 Estándar NERC FAC-003-2: Mantenimiento de la vegetación en Líneas de Transmisión.....	17
2.2.3 ANSI A300 (Parte 1)-2008: Manejo de Plantas - Prácticas Estandarizadas de Poda para Árboles, Arbustos y otros Maderables.	21
2.2.4 ANSI A300 (Parte 7)-2006: Manejo Integrado de la Vegetación para Servidumbres de Servicios Eléctricos.....	21
2.2.5 Distancias de seguridad de acuerdo a otras normas	22
3. METODOLOGIA, PLANTEAMIENTO Y REPRESENTACIÓN DEL PROBLEMA DE MANTENIMIENTO DE LA VEGETACIÓN	24
3.1 Parámetros de sensibilidad	24
3.1.1 Tasas de falla y reparación por vegetación	24
3.1.2 Tasas de crecimiento de la vegetación.....	33
3.1.3 Calculo de la energía no servida	34

3.1.4	Problema de asignación de tareas	37
3.2	Modelamiento matemático	38
3.2.1	Modelo 1: Optimización de la energía no servida-NENS	39
3.2.2	Modelo 2: Optimización de la energía no servida y de los costos de implementación del plan de podas.....	42
3.2.3	Modelo 3: Optimización de los costos de implementación del plan de podas	43
3.2.4	Modelo 4: Frente de soluciones no dominadas, nivel energía no servida vs costos de implementación del plan de podas	43
3.3	Solución del modelo matemático	46
4.	CASOS DE PRUEBA Y RESULTADOS	47
4.1	Sistema de prueba 1	47
4.1.1	Resultados Modelo 1: Optimización de la energía no servida (Sistema de prueba 1)	53
4.1.2	Resultado Modelo 2: Optimización de la energía no servida y de los costos de implementación del plan de podas (Sistema de prueba 1).....	54
4.1.3	Resultados Modelo 3: Optimización de los costos de implementación del plan de podas (Sistema de prueba 1)	55
4.1.4	Resultados Modelo 4- caso de prueba 1: Frente de soluciones no dominadas. Energía no servida vs costos de implementación.....	57
4.2	Sistema de prueba 2	58
4.2.1	Resultados caso de prueba 2: Frente de soluciones no dominadas. Energía no servida vs costos de implementación.....	62
4.2.2	Análisis de sensibilidad entre las variables binarias que definen el plan de mantenimiento de la vegetación y la asignación de actividades.....	67
5.	CONCLUSIONES Y FUTUROS TRABAJOS	69
6.	BIBLIOGRAFIA	71

INDICE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema Del Sistema Nacional Interconectado.....	6
Figura 2.2 Distancia de seguridad en zonas con bosques y huertos.....	8
Figura 2.3 Ancho de la zona de servidumbre.....	10
Figura 2.4 Rama en contacto con elementos a un potencial eléctrico.	12
Figura 2.5 Arco eléctrico inicial en rama en contacto con elementos a un potencial eléctrico.	12
Figura 2.6 Formación de óxido en la rama por arco eléctrico.	13
Figura 2.7 Incremento de los arcos eléctricos en la rama.	13
Figura 2.8 Falla de baja impedancia en la rama.	13
Figura 2.9 Persistencia del paso conductivo de carbono en la rama	14
Figura 2.10 Relación entre corriente de falla y su impedancia.	14
Figura 2.11 Movimiento vertical del conductor por el efecto de cargas terminas y mecánicas	18
Figura 2.12 Movimiento horizontal del conductor por acción del viento.....	19
Figura 2.13 Posiciones del conductor y distancias mínimas de seguridad.....	20
Figura 2.14 Diagrama de flujo de los pasos a seguir para un Programa de Manejo Integral de la Vegetación.....	22
Figura 3.1 Estructura general de la metodología para los planes de podas de la vegetación.....	25
Figura 3.2 Procedimiento del primer análisis de confiabilidad de un alimentador	26
Figura 3.3 Proceso estocástico puntual.....	29
Figura 3.4 Tipos de tendencia en procesos de llegadas de eventos.....	31
Figura 3.5 Diagrama de dispersión para muestra de datos independientes.....	31
Figura 3.6 Clasificación de los procesos estacionarios homogéneos.	32
Figura 3.7 Diagrama de dispersión para muestra de datos dependientes.....	32
Figura 3.8 Clasificación de los procesos estocásticos no homogéneos (λ , β , ω , a , b constantes)	32
Figura 3.9 Tasas de falla en los tramos de red.....	33
Figura 3.10 Descripción gráfica de la zona de seguridad.....	34
Figura 3.11 Falla en un sistema de distribución radial, cálculo de la energía no servida	36
Figura 3.12 Falla en un sistema de distribución en anillo, cálculo de la energía no servida	37
Figura 3.13 Asignación de atención de podas de la vegetación en sistemas de distribución a cuadrillas operativas.....	38
Figura 3.14 Proceso iterativo para construir el frente de soluciones no dominadas.	

.....	45
Figura 3.15 Conjunto de soluciones no dominadas (NENS vs CI).....	45
Figura 4.1 Esquema del sistema de 19 tramos de red, caso de prueba 1	47
Figura 4.2 Frente de soluciones no dominadas (Sistema de prueba 1)	57
Figura 4.3 Esquema del sistema de 16 tramos de red, caso de prueba 2	58
Figura 4.4 Frente de soluciones no dominado (Sistema de prueba 2)	62
Figura 4.5 Frente de soluciones no dominado, NP=2 (Sistema de prueba 2).....	65
Figura 4.6 Alternativas con NENS equivalente	67

INDICE TABLAS

Tabla 2.1 Distancia mínima de seguridad para bosques y huertos.....	8
Tabla 2.2 Ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión	10
Tabla 2.3 Tipo de falla y sus valores de impedancia	15
Tabla 2.4 Distancias mínimas de operación entre la vegetación y líneas eléctricas a diferentes altitudes	17
Tabla 2.5 Resumen de distancias mínimas de acuerdo a diferentes normas.	22
Tabla 3.1 Índices estadísticos de confiabilidad.....	26
Tabla 3.2 Criterios para establecer el tipo de tendencia con el estadístico de Laplace	30
Tabla 3.3 Ejemplo de propuesta de mantenimiento en una sección para calcular el tiempo desde la última poda.....	41
Tabla 4.1 Tasas de falla, longitud y número de consumidores	47
Tabla 4.2 Indisponibilidad de cada tramo de red i en el subperiodo t	48
Tabla 4.3 Demanda promedio de cada tramo de red i en el subperiodo t	49
Tabla 4.4 Tasas de crecimiento y tiempo transcurrido desde la última poda	49
Tabla 4.5 Costo de mantenimiento de la vegetación en el primer subperiodo.....	50
Tabla 4.6 Costo de mantenimiento de la vegetación en el segundo subperiodo....	50
Tabla 4.7 Costo de mantenimiento de la vegetación en el tercer subperiodo.....	51
Tabla 4.8 Costo de mantenimiento de la vegetación en el cuarto subperiodo.....	52
Tabla 4.9 Cronograma de actividades-Modelo 1.....	53
Tabla 4.10 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 1.....	53
Tabla 4.11 Asignación de actividades durante el trimestre 4- Modelo 1.....	53
Tabla 4.12 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 1	54
Tabla 4.13 Cronograma de actividades-Modelo 2.....	54
Tabla 4.14 Asignación de actividades durante el trimestre 1-Modelo 2.....	54
Tabla 4.15 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 2.....	55
Tabla 4.16 Asignación de actividades durante el trimestre 3-Modelo 2.....	55
Tabla 4.17 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 2	55
Tabla 4.18 Cronograma de actividades-Modelo 3.....	55
Tabla 4.19 Asignación de actividades durante el trimestre 1-Modelo 3.....	56
Tabla 4.20 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 3.....	56
Tabla 4.21 Asignación de actividades durante el trimestre 3-Modelo 3.....	56
Tabla 4.22 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 3	56
Tabla 4.23 Alternativas de solución con $NP=1$ poda para el sistema de prueba 1	57
Tabla 4.24 Calculo de los costos de mantenimiento de la vegetación.....	58
Tabla 4.25 Tasas de falla, longitud y número de consumidores de cada tramo-Caso de prueba 2.....	59

Tabla 4.26 Indisponibilidad y demanda de cada tramo de red-Caso de prueba 2	59
Tabla 4.27 Demanda promedio de cada tramo de red-Caso de prueba 2	60
Tabla 4.28 Tasas de crecimiento y tiempo transcurrido desde la última poda-Caso de prueba 2.....	60
Tabla 4.29 Costo de mantenimiento de la vegetación -Caso de prueba 2.....	61
Tabla 4.30 Alternativas de soluciones $NP=1$, Caso de prueba 2.....	63
Tabla 4.31 Cronograma de actividades para alternativa 2.....	63
Tabla 4.32 Asignación de actividades durante el trimestre 2.....	63
Tabla 4.33 Asignación de actividades durante el trimestre 3.....	64
Tabla 4.34 Asignación de actividades durante el trimestre 4.....	64
Tabla 4.35 Resultados propuesta de mantenimiento 2	64
Tabla 4.36 Alternativas de solución con $NP=2$, Caso de prueba 2	65
Tabla 4.37 Cronograma de actividades para alternativa 6 - $NP=2$	66
Tabla 4.38 Asignación de actividades durante el trimestre 2, $NP=2$	66
Tabla 4.39 Asignación de actividades durante el trimestre 3, $NP=2$	66
Tabla 4.40 Asignación de actividades durante el trimestre 4, $NP=2$	67
Tabla 4.41 Resultados propuesta de mantenimiento 6, $NP=2$	67
Tabla 4.42 Los resultados de las alternativas con NENS equivalente.....	68
Tabla 4.43 Cronograma de actividades de alternativas (opción 1 y 2) con igual valor de NENS	68
Tabla 4.44 Asignación de actividades durante el trimestre 2 (Opción 1 y 2)	68
Tabla 4.45 Asignación de actividades durante el trimestre 3 (Opción 1 y 2)	68
Tabla 4.46 Asignación de actividades durante el trimestre 4 (Opción 1).....	68
Tabla 4.47 Asignación de actividades durante el trimestre 4 (Opción 2).....	69

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Desarrollar cuatro (4) modelos matemáticos que permitan realizar la gestión óptima y planeamiento del mantenimiento de la vegetación bajo redes aéreas de distribución de energía eléctrica, desde el punto de vista financiero y los índices de confiabilidad.

1.1.2 Objetivos específicos

- Realizar una revisión del estado del arte relacionada con el mantenimiento de la vegetación bajo sistemas eléctricos.
- Identificar las variables del problema de mantenimiento óptimo de la vegetación bajo redes aéreas de distribución.
- Proponer y desarrollar cuatro (4) modelos matemáticos que consideren reducir los niveles de energía no servida y los costos de implementación de plan de podas, sujeto a restricciones que relacionen las tasas de falla por vegetación en conjunto con las tasas de crecimiento de las mismas, incluyendo de igual manera restricciones técnicas y financieras
- Integrar en los modelamientos matemáticos planteados en el ítem anterior el problema de asignación de tareas.
- Diseñar una base de datos con las características de la red eléctrica y la vegetación, como datos de entrada al modelamiento matemático.
- Solucionar los modelos planteados en 4.2.3 utilizando el software comercial GAMS (General Algebraic Modeling System).
- Implementar una metodología que permita obtener un conjunto de soluciones no dominadas mediante la técnica Epsilon Constrained, que representen el conflicto de intereses entre el nivel de energía no servida y los costos de implementación del plan de mantenimiento.

1.2 Planteamiento del problema

El surgimiento de los servicios domiciliarios como el acueducto y alcantarillado, la energía eléctrica y las telecomunicaciones ha traído para las ciudades un complejo sistema de cables y ductos que deben convivir con la flora urbanística.

Desde el punto de vista del suministro energético, las redes de distribución de energía eléctrica son en su mayoría de tipo aérea, debido al bajo costo en comparación con otras configuraciones. Sin embargo sus índices de confiabilidad son de menor calidad en contraste con las redes subterráneas, a causa de factores externos relacionados con el clima, animales y vegetación. El contacto de una

especie vegetal, viva o muerta, con las líneas energizadas, puede ocasionar fallas de tipo monofásico o trifásico y en el peor de los casos rompimiento de los conductores, produciendo un accionamiento inminente de las protecciones del sistema [1] [2] [3]. Este hecho a menudo provoca cortes en el suministro energético, lo cual afecta el cumplimiento de las metas de confiabilidad de la empresa de distribución de energía.

Generalmente, el mantenimiento de la vegetación se ejecuta por la empresa de distribución a cargo del sistema. De forma convencional, un grupo de operarios realiza una inspección visual a lo largo de la red eléctrica para determinar los tramos de red susceptibles a contacto con la vegetación. Posteriormente, se intervienen las especies vegetales considerando las técnicas de poda que preservan la integridad física de la vegetación [4]. Estos procedimientos pueden tener resultados satisfactorios desde el punto de vista del cumplimiento de las metas de confiabilidad, sin embargo, se podrían obtener mejores resultados si se utilizan metodologías enfocadas en el modelamiento matemático, considerando diferentes objetivos, índices de confiabilidad y restricciones técnicas.

Teniendo en cuenta los aspectos que influyen en el sistema de distribución a raíz del contacto frecuente con la vegetación, el problema abordado en este trabajo se resume en el siguiente párrafo:

¿Cómo se puede representar por medio de un modelo matemático no lineal entero mixto, la interacción entre el crecimiento natural de la vegetación y su efecto sobre la red eléctrica, asociando variables de confiabilidad y restricciones técnicas y financieras, para encontrar un manejo óptimo de las actividades de poda de vegetación en virtud de mitigar los efectos negativos sobre las redes aéreas de distribución?

1.3 Justificación

El mantenimiento de la vegetación involucra poda o remoción de especies arbóreas que crecen cerca de las líneas aéreas de distribución. Esta práctica se realiza con el objetivo de reducir el número de salidas del suministro de energía eléctrica, mantener un nivel de confiabilidad aceptable y por razones de seguridad con la población y bienes públicos de la ciudad. Las interrupciones por vegetación del servicio de energía pueden ser momentáneas (menores a 1 minuto) o permanentes (horas en las cuales se pierde una incalculable producción del sector industrial). Debido a estas últimas, es de importancia para las empresas prestadoras del servicio de energía, tener siempre en consideración un programa de mantenimiento de la vegetación. Las actividades para esta práctica incluyen poda y el uso de reguladores de crecimiento los cuales están compuestos por químicos que retardan la velocidad de desarrollo de una especie vegetal [3].

Haciendo una comparación entre los sistemas de transmisión y distribución, se puede decir que los sistemas de distribución requieren de mayor atención en cuanto poda de vegetación que los sistemas de transmisión, debido a que poseen mayor cantidad de componentes y son más vulnerables al contacto con los árboles causado por huracanes y condiciones climáticas adversas. En cambio, las torres y líneas de transmisión son diseñadas para resistir altos niveles de viento, son altas y poseen respaldos redundantes que garantizan que los árboles no las derriben cuando caigan sobre ellas. Aunque las consecuencias de una falla en una red de transmisión podrían ser muy significativas por la desconexión de muchos usuarios, la probabilidad de ocurrencia es muy baja [5].

La mayoría de las empresas de distribución realizan la poda de la vegetación utilizando criterios empíricos, los cuales se basan en la inspección visual por parte de un grupo de operarios, quienes posteriormente intervienen la vegetación con técnicas especializadas de corte y remoción como las que se estipulan en [6]. Aunque estas metodologías basadas en la experiencia pueden disminuir el número de interrupciones por vegetación del servicio de energía eléctrica en una red de distribución, no establecen soluciones de buena calidad como las que se podrían presentar con la implementación de un modelo de programación matemática. Este último puede contener diferentes parámetros y características involucrados en el problema de mantenimiento de la vegetación, logrando un gran acercamiento a la realidad.

Estudios de este tipo se justifican cuando se analizan situaciones reales como las descritas por [5], en donde se muestra que más de 6 millones de usuarios fueron afectados debido a la presencia de huracanes entre 1985 y 1996. y en el periodo comprendido entre 1989 y 2003, fueron reportadas 44 grandes tormentas que afectaron a más de 12 millones de usuarios y causaron salidas del servicio de energía eléctrica por casi 250 días [7]. Los principales daños provocados por estos fenómenos atmosféricos estaban relacionados a conflictos entre conductores y árboles, lo cual ha producido un interés amplio en las empresas de distribución de aumentar la eficiencia de los planes de poda de la vegetación. Como resultado del apagón en agosto del 2003 en el noreste de los Estados Unidos, causado principalmente por un cortocircuito originado en una línea de transmisión que entró en contacto con un árbol cercano, varios organismos internacionales como también propietarios de líneas de transmisión han revisado y desarrollado normas de manejo de la vegetación [8] [9].

En la literatura especializada se encuentran algunos trabajos relacionados con el mantenimiento de la vegetación bajo redes aéreas de distribución, sin embargo, ninguno considera en conjunto los históricos de falla por vegetación y el crecimiento de las plantas, con el problema de asignación de actividades de poda para las cuadrillas de mantenimiento disponibles, entre otros aspectos relacionados con restricciones técnicas y financieras.

Finalmente, con el desarrollo y modelamiento matemático que se obtiene de esta

investigación en torno al mantenimiento de la vegetación en redes aéreas de distribución, se aporta a la solución de un problema de la vida real, de amplio impacto para los sistemas de distribución y de interés particular para los operadores de red, que invierten de forma significativa en el desarrollo de esta actividad.

1.4 Estado del arte

En la literatura especializada se presentan pocos trabajos en torno al mantenimiento de la vegetación bajo redes aéreas de distribución. En términos generales se reportan los siguientes aspectos para un programa eficiente de podas: Históricos de fallas, evolución de una falla por vegetación, duración del ciclo de mantenimiento, índices de confiabilidad, tiempo desde la última intervención en la vegetación, presupuesto del operador de red para ejecutar labores de poda, cadenas de Markov, etc. [10] [11] [12]

Otros trabajos se enfocan en desarrollar formas de vigilar la cercanía de los árboles con las líneas de distribución, considerando la inspección de desde aire y tierra con cámaras termográficas e imágenes satelitales [13] [14] [15]. Algunas publicaciones resaltan la importancia de métodos inteligentes como las redes neuronales para la predicción de tasas de falla de alimentadores de distribución por contacto con la vegetación [3]. Por otro lado, se emplean modelos matemáticos que representan el problema de mantenimiento de la vegetación a través de funciones objetivo con una serie de restricciones, obteniendo como resultado cronogramas de actividades de poda en donde se minimizan costos de mantenimiento o se maximiza la confiabilidad de la red de distribución [16] [17].

En [8] se obtiene un modelo de predicción de las tasas de falla por vegetación a través de una red neuronal artificial, en donde se consideran datos históricos y factores que afectan el crecimiento de la vegetación tales como: precipitación, temperatura y tiempo transcurrido desde la última poda. Este modelo de predicción es un componente clave para relacionar la programación del mantenimiento de vegetación con las tasas de falla en las líneas aéreas de distribución. Mediante el híbrido de técnicas de optimización combinatorial, [3] resuelve modelos matemáticos referentes al mantenimiento de la vegetación, considerando minimización del costo total de confiabilidad, minimización del costo para una confiabilidad dada y maximización de la confiabilidad para un costo dado. Los resultados obtenidos una vez se ejecutaron estos algoritmos híbridos, establecen programas de mantenimiento más confiable y de menor costo en comparación con los esquemas de poda de vegetación que se basan en criterios empíricos.

Una problemática que viene ganando importancia en el sector eléctrico y académico es el tema de la coexistencia armónica de la arborización urbana y las estructuras de la red de distribución de energía eléctrica. En relación con los criterios referentes a la arborización, [18] sugiere una normativa en la cual se estipulan diferentes parámetros a tener en cuenta en el momento de plantar vegetación en espacios

como: aceras, calles, avenidas, parques y plazas, con el fin de aumentar la armonía paisajística en los centros urbanos y entorpecer lo menos posible tanto las redes aéreas de energía eléctrica, teléfono y televisión como el tránsito de vehículos y peatones.

En [19] se presenta la importancia de una adecuada arborización urbana y su impacto en la calidad de vida de los seres humanos, teniendo en cuenta el bienestar físico y psicológico a la población, mejoramiento de la estética y aumento de la armonía paisajística de las ciudades.

2. VEGETACION EN REDES ELECTRICAS

2.1 Red Eléctrica su confiabilidad y continuidad

Una red eléctrica es un conjunto de componentes conectados estratégicamente, mediante los cuales se transporta la energía eléctrica desde los centros de generación, hasta los usuarios finales, pasando por un sistema de transmisión y distribución. En Colombia a este conglomerado eléctrico se le denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN) [20] [21].

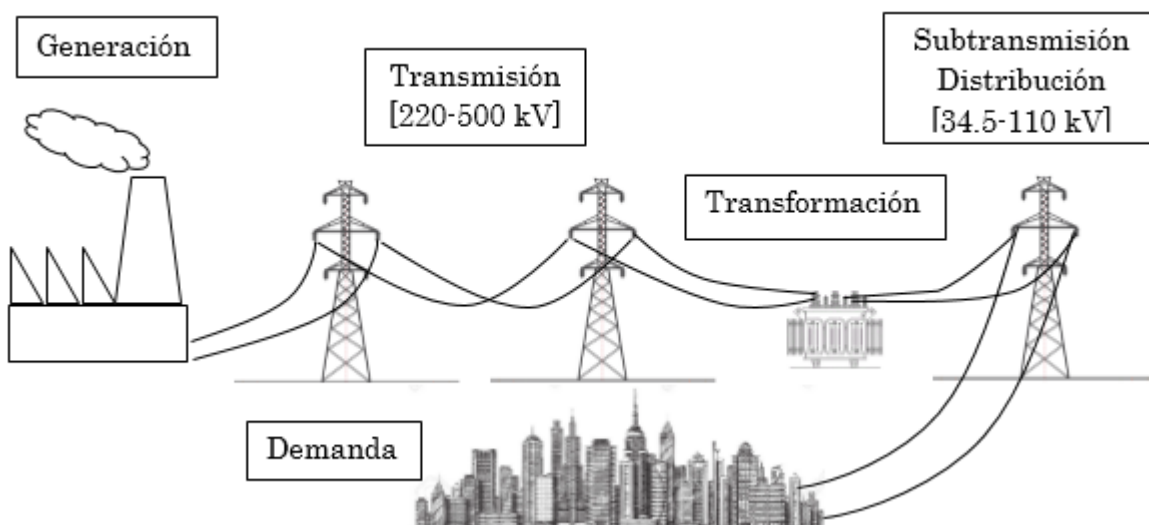


Figura 2.1 Esquema Del Sistema Nacional Interconectado

El principal propósito de la red eléctrica es suministrar energía de calidad, de forma segura, confiable y continua a un usuario final, que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o inmueble.

La confiabilidad de un sistema eléctrico hace referencia a la capacidad que tiene de seguir abasteciendo energía en una zona, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de línea de transmisión o distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc). Por otro lado, el número de interrupciones en el suministro de energía eléctrica, afecta la medida de continuidad del sistema eléctrico.

De esta manera, el sistema en su condición normal de operación debe brindar parámetros de calidad y seguridad exigidos por las entidades regulatorias (CREG) y sin déficit de abastecimiento de energía, exceptuando las interrupciones programadas por mantenimiento.

Así mismo, al presentarse una falla en el sistema (cortocircuito, pérdida de alguna fase por la ruptura del conductor, entre otros), se debe restablecer el suministro eléctrico en las condiciones previas de calidad y confiabilidad. Mientras que una condición o estado de emergencia, ocurre cuando el sistema eléctrico no opera

dentro de los parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles. Ante las características que debe presentar el suministro del fluido eléctrico, se han creado normas técnicas, las cuales son preceptos obligatorios conformados por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores. En ellas se definen las condiciones de confiabilidad, continuidad y prestación óptima con que debe suministrarse el servicio eléctrico, por parte de las empresas que suministran el servicio eléctrico en todas sus etapas (generación, transmisión, comercialización y distribución).

Ante esto es necesario señalar las características de una línea de transmisión de alta tensión y una red de distribución.

2.1.1 Características generales de una línea aérea de transmisión y distribución

En términos generales una línea de transmisión es el medio por el cual se transporta la energía de una subestación a otra, por medio de un conjunto de conductores (expuestos a la intemperie) que transmiten electricidad desde un centro de generación hasta uno de consumo. Mientras que una subestación eléctrica es una instalación donde un conjunto de dispositivos permiten transformar, distribuir, medir y controlar la energía eléctrica recibida a través de una o más líneas de transmisión.

Este transporte involucra generalmente grandes distancias lo cual se traduce en un aumento de las pérdidas de potencia. Por lo tanto, con el fin de disminuir las pérdidas en los conductores, la transmisión se realiza a una tensión nominal en alto voltaje, superior a 34,5 kV.

Las líneas de distribución son conductores que viajan desde las subestaciones eléctricas hasta los centros de consumo como son: industrias, domicilios y alumbrado público. Los niveles de tensión utilizados están por debajo de 34,5 kV.

Según la resolución CREG 097 de 2008, se redefinen los siguientes niveles de tensión [20]:

- Nivel de tensión I: tensiones inferiores a 1 kV
- Nivel de tensión II: tensiones comprendidas entre 1 a 30 kV
- Nivel de tensión III: tensiones comprendidas entre 30 kV y 57.5 kV
- Nivel de tensión IV: tensiones de valor superior a 57.5 kV

2.1.2 Distancia de seguridad y servidumbre

La técnica más efectiva de prevenir fallas en el sistema eléctrico a causa de la vegetación, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire representa un excelente aislante, a continuación se muestran las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y la vegetación existente a lo largo de su trazado, con el objeto de evitar contactos

accidentales. Las distancias verticales y horizontales presentes en la Tabla 2.1, se adoptaron de la norma ANSI C2, válidas para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a tierra acorde con el presente Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE (Ver Figura 2.2) [22].

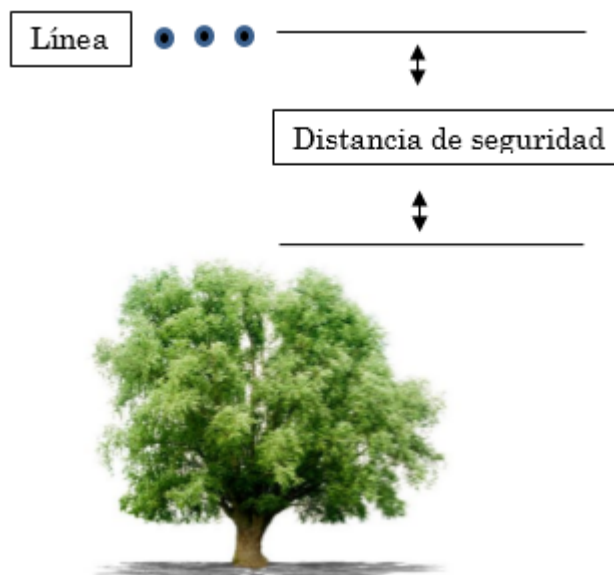


Figura 2.2 Distancia de seguridad en zonas con bosques y huertos

En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de vegetación y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos a la red eléctrica, o se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura se debe aplicar como distancia la descrita en la Figura 2.2

Tabla 2.1 Distancia mínima de seguridad para bosques y huertos

Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia Vertical [m]
500	11.1
230/220	9.3
115/110	8.6
66/57.5	8.3
44/34.5/33	8.1
13.8/13.2/11.4/7.6	8.1
<1	7.5

La instalación de una línea de transmisión tiene asociada una adquisición de su respectiva servidumbre o derecho de paso (ROW, del acrónimo en inglés de Right of Way). Una servidumbre, en el ámbito jurídico, es el derecho real que recae de una propiedad ajena, y que consiste en la posibilidad de utilizar dicha propiedad y servirse de ella de manera plena. No puede existir una servidumbre sin un

objetivo, en este caso el transporte de energía eléctrica, y no se pueden establecer limitaciones al derecho de propiedad que no reporten ventajas tanto para la compañía que requiere la servidumbre, como para el dueño de la misma. Por lo tanto, es una situación en donde prima la función de servicio (bien común).

En una línea de transmisión, el derecho de paso se establece en una franja de terreno que permite colocar las estructuras y conductores de una línea de transmisión en terrenos pertenecientes a otros propietarios, previa negociación y compensación económica [23].

En Colombia las zonas de servidumbre deben regirse a las siguientes consideraciones [22]:

- Toda línea de transmisión aérea con tensión nominal igual o mayor a 57,5 kV, debe tener un derecho de vía. Esta zona debe estar definida antes de la construcción de la línea, para lo cual se deben adelantar las gestiones para la constitución de la servidumbre, ya sea por mutuo acuerdo con los propietarios del terreno o por vía judicial. El propietario u operador de la línea debe vigilar de manera periódica la servidumbre ya sea con el mantenimiento de la línea o poda de la vegetación, dejando evidencia de ello. En los casos que la servidumbre se vea amenazada, en particular con la construcción de edificaciones, debe solicitar el amparo policivo y demás figuras que tratan las leyes.
- Dentro de la zona de servidumbre se debe impedir la siembra o crecimiento natural de árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo comprometan la distancia de seguridad y se constituyan en un peligro para las personas o afecten la confiabilidad de la línea.
- No se deben construir edificios, edificaciones, viviendas, casetas o cualquier tipo de estructuras para albergar personas o animales. Tampoco se debe permitir alta concentración de personas en estas áreas de servidumbre, o la presencia permanente de trabajadores o personas ajenas a la operación o mantenimiento de la línea, ni el uso permanente de estos espacios como lugares de parqueo, o reparación de vehículos o para el desarrollo de actividades comerciales o recreacionales. Las oficinas de planeación municipal y las curadurías deben abstenerse de otorgar licencias o permisos de construcción en dichas áreas y los municipios atender sus responsabilidades en cuanto al control del uso del suelo y el espacio público de conformidad con la Ley.
- En los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) se debe respetar las limitaciones en el uso del suelo por la infraestructura eléctrica existente. Igualmente, los POT deben tener en cuenta los planes de expansión para poder garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- En los casos en que los POT no permitan la construcción de una línea aérea en la zona urbana o las afectaciones por campos electromagnéticos o distancias de seguridad, superen los valores establecidos en el presente

reglamento, la línea debe ser subterránea, teniendo en cuenta los espacios adecuados para la operación y el mantenimiento.

- El Operador de Red debe negar la conexión a la red de distribución local, a una instalación que invada la zona de servidumbre, por el riesgo que representa para la vida de las personas.
- Para efectos del presente reglamento [22] y de acuerdo con las tensiones normalizadas en el país, en la Tabla 2.2 se fijan los valores mínimos requeridos en el ancho de la zona de servidumbre, cuyo centro es el eje de la línea como se muestra en la Figura 2.3.

Tabla 2.2 Ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión

Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia de la zona de servidumbre (m)	Tipo de Estructura
55.7/66	15	Postes y torres
110/115	15-20	Postes y torres (doble circuito)
220/230	28-30	Postes y torres (un circuito)
220/230	30-32	Postes y torres (un circuito)
500	60	torres

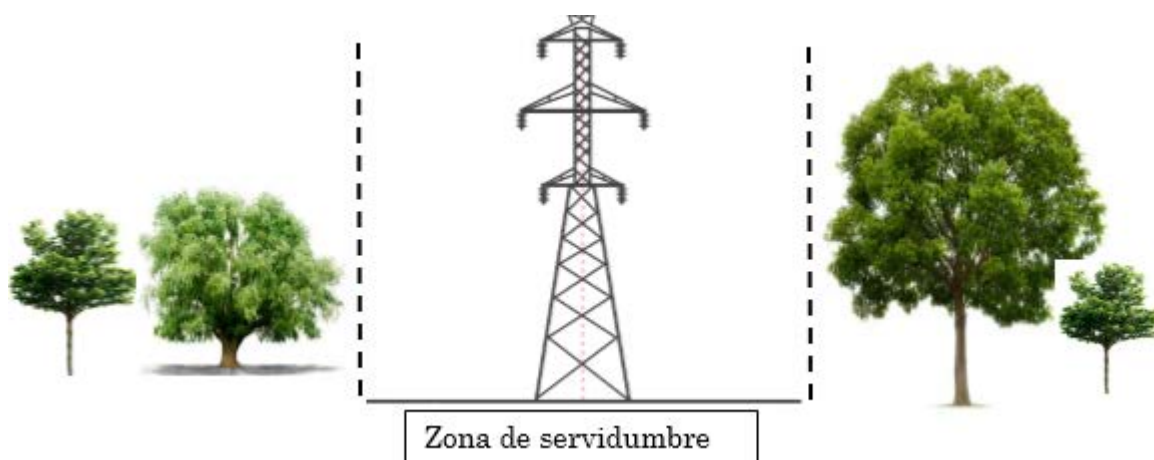


Figura 2.3 Ancho de la zona de servidumbre

- Servidumbre en líneas compactas: El ancho mínimo de la servidumbre en los tramos compactos de una línea nueva, se determinará como la distancia entre los puntos a ambos lados de la línea a partir de los cuales a un metro de altura del suelo o el piso donde se tenga presencia humana, el campo eléctrico y el campo magnético no superan los valores establecidos en el artículo 14° de [22], para exposición del público en general, incluyendo las

condiciones más críticas de temperatura, vientos o fuerzas electromagnéticas a que puedan estar sujetos los conductores en la línea de transmisión.

- En la zona de servidumbre a un metro de altura del piso los campos electromagnéticos no deben superar los valores establecidos en el artículo 14° del RETIE, para exposición ocupacional. En los alrededores de las áreas de servidumbre los valores a considerar serán los de exposición del público en general y si se tienen edificaciones deben medirse a un metro de altura del piso donde permanezcan las personas.
- Para líneas de transmisión con tensión nominal menor o igual a 500 kV que crucen zonas urbanas o áreas industriales y para las cuales las construcciones existentes imposibilitan dejar el ancho de la zona de servidumbre establecido en la Tabla 2.2, se acepta construir la línea aérea, bajo los siguientes requisitos: a) que el Plan de Ordenamiento Territorial existente en el momento de la planeación del proyecto así lo permita, b) Que un estudio de aislamiento del caso en particular, demuestre que no hay riesgos para las personas o bienes que se encuentran en las edificación, c) que en la edificación los valores de campos electromagnéticos para público en general no sean superados, d) que los valores de radiointerferencia ni ruido acústico supere los valores establecidos por las autoridad competente, e) que se asegure cumplir distancias de seguridad horizontales de por lo menos 3,5 m para 57,5 kV, 4 m para 115 kV, 6 m para 230 kV y 8,6 m para 500 kV, teniendo en cuenta los máximos movimientos de acercamiento a la edificación que pueda tener el conductor, estas distancias se deben medir entre la proyección vertical más saliente del conductor y el punto más cercano de la edificación. Para estos casos se recomienda el uso de líneas compactas y podrá utilizar corredores de líneas de otras tensiones, montando varias líneas en la misma estructura ya sea torre o poste. En ningún caso la línea podrá ser construida sobre edificaciones o campos deportivos que tengan asociado algún tipo de construcción.

2.1.3 Afectación de la vegetación en líneas de transmisión y distribución eléctrica

Una de las principales causas de falla en sistemas eléctricos son las caídas o entrada en contacto de objetos con la línea. Entre estos objetos se destaca la vegetación que se encuentre cercana a la línea.

La vegetación, siendo cualquier tipo de planta, creciente o no, viva o muerta, si se encuentra a cierta proximidad de los conductores o cae sobre ellos puede causar un cortocircuito de fase a tierra o monofásica, o del tipo trifásico produciendo cortes en el suministro eléctrico. La falla monofásica ocurre al producirse el contacto de una de las fases del sistema eléctrico a tierra, a través del objeto que esté haciendo contacto, en este caso cualquier tipo de vegetación. Mientras que la falla trifásica ocurre al producirse el contacto de las tres fases [24].

Un arco eléctrico es una descarga eléctrica a través del medio de separación (en este caso el aire) entre objetos a diferente potencial eléctrico, ya sea alrededor o sobre la superficie de aislamiento, debido a la ionización del medio de separación entre los objetos [25].

Según [10], en su estudio acerca del "Entendimiento de la forma en que Árboles Causan Interrupciones en sistemas eléctricos" basado en pruebas experimentales en un laboratorio de alta tensión, se inyectaron de forma continua y controlada altos niveles de tensión a diferentes especies vegetales, realizando mediciones continuas de corriente. De esta manera se observó que una rama al entrar en contacto con una línea energizada, sigue los eventos descritos a continuación:

- La rama al entrar en contacto con las fases de una línea, estará bajo los efectos de la tensión eléctrica propia de la línea.



Figura 2.4 Rama en contacto con elementos a un potencial eléctrico.

- La mayor diferencia de potencial se dará en la zona donde se presenta el mayor arco eléctrico debido a la desigualdad de potencial en la rama.

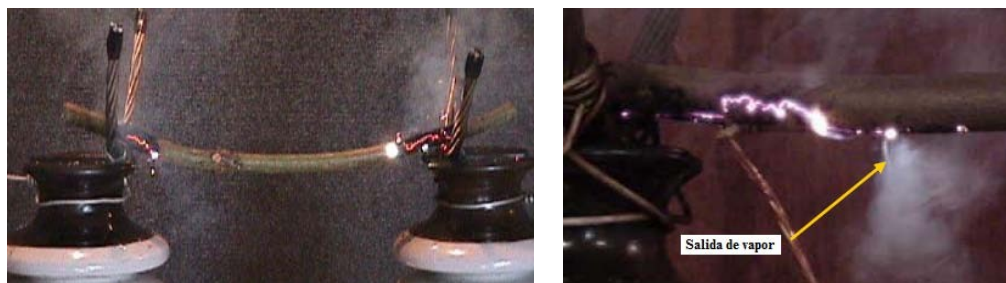


Figura 2.5 Arco eléctrico inicial en rama en contacto con elementos a un potencial eléctrico.

- Conforme la corriente fluye a través de la rama se da un calentamiento en la misma, que comienza a eliminar la humedad de la pieza. De esta manera, se crea un arco eléctrico que oxida los compuestos orgánicos de la rama, formando una vía conductiva de carbono (Figura 2.6).



Figura 2.6 Formación de óxido en la rama por arco eléctrico.

- Los arcos comienzan a incrementarse en dirección del gradiente de voltaje (Figura 2.7).



Figura 2.7 Incremento de los arcos eléctricos en la rama.

- Finalmente, se crea un puente entre las áreas de distinto potencial eléctrico, provocando una falla de baja impedancia (Figura 2.8).



Figura 2.8 Falla de baja impedancia en la rama.

- Una vez formado, el paso conductivo de carbono es persistente e irreversible con característica de baja impedancia (Figura 2.9).



Figura 2.9 Persistencia del paso conductivo de carbono en la rama

En la Figura 2.10, se puede apreciar que conforme la impedancia decrece, la corriente de falla crece rápidamente de manera logarítmica [10].

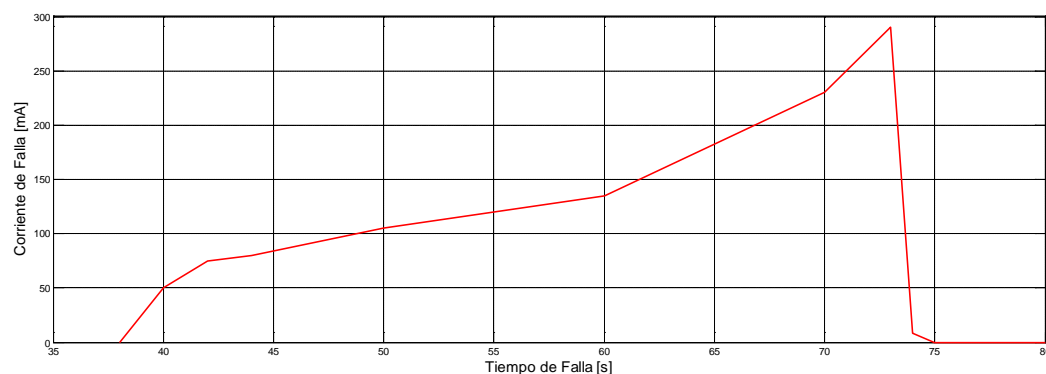


Figura 2.10 Relación entre corriente de falla y su impedancia.

En la Tabla 2.3 se muestra algunos ejemplos de fallas de impedancias causadas por distintos objetos y vegetaciones [10].

Tabla 2.3 Tipo de falla y sus valores de impedancia

Tipo de falla	Impedancia (Ω)
Típicamente fallas de baja impedancia en sistemas de distribución.	<2
Conductor en contacto con:	
Concreto reforzado	100
Hierba húmeda	160-180
Hierba seca	280-360
Asfalto seco, hormigón seco	720
Por árbol en contacto:	
Fase - Neutro	$0.03 \times 10^{-6} - 0.05 \times 10^{-6}$
Fase - Tierra	$0.15 \times 10^{-6} - 2.5 \times 10^{-6}$

Las fallas debido al contacto con árboles presentan muy bajas impedancias y por tanto las corrientes de cortocircuito pueden ser muy elevadas. Dependiendo del tiempo de duración se puede producir el accionamiento del esquema de protecciones debido a sobrecorrientes y a diferencia de impedancias. El efecto de las altas corrientes está en función del lugar donde la falla se presenta y de la manera en que el sistema de protección opera [10].

El sistema de protección hace referencia a los interruptores y relés de protección asociados en un sistema de comunicación y control, por medio de dispositivos de medición de corrientes y tensiones de la línea [25].

También es importante mencionar que el grado de conductividad de una rama de árbol depende de su diámetro, siendo más conductivas las ramas de gran diámetro. Por lo tanto, estas representan el mayor riesgo en caso de presentarse una falla eléctrica, además de su carga mecánica.

Así mismo, las características conductivas de las ramas presentan ciertas variaciones dependiendo de la especie del árbol, época del año y humedad presente. Otra variación en la conductividad se debe a la etapa de crecimiento de la planta, siendo más conductivas en su etapa temprana.

De esta forma, el efecto de la vegetación en una línea de transmisión o distribución es un aspecto que debe tenerse en cuenta en los planes de mantenimiento, teniendo en cuenta las siguientes acciones [10]:

- La poda apropiada y de manera integral en toda la línea, contrarrestando la reincidencia y crecimiento rápido de ciertas especies vegetales.
- Identificar en campo, las ramas de alto riesgo de falla utilizando criterios relacionados con especies, forma, condición, tamaño, diámetro, entre otros.
- Inspecciones provisionales y mantenimiento para abordar los sitios de alto riesgo, las especies y elementos críticos de la infraestructura de la línea.

- Es importante tener en cuenta, que no se trata simplemente de aumentar las distancias mínimas de la línea.
- Enfocarse en los sitios de alto riesgo, no necesariamente mejora la confiabilidad de la línea. El plan de mantenimiento de la vegetación debe ser de manera integrada a lo largo de todo el corredor de la línea.
- Las ramas de mayor diámetro en contacto con los conductores son el mayor riesgo de proporcionar la máxima falla. Estas no solamente representan un riesgo en términos eléctricos, sino también en términos mecánicos que puede soportar la línea. Sin embargo, estas ramas de gran diámetro no se desarrollan en una temporada de crecimiento, por lo tanto hay tiempo para identificar los sitios de riesgo mientras la vegetación se desarrolla en el tiempo.
- Los planes de mantenimiento de la vegetación se deben desarrollar de forma económica y viable desde el punto de vista técnico y ambiental.
- La amenaza de los árboles en la confiabilidad de la línea es diferente en todas las zonas del circuito, depende en gran medida de la configuración de línea aérea que se tenga.

2.2 Normativa Vigente

Como resultado del apagón en agosto del 2003 en el noreste de los Estados Unidos, causado principalmente por un cortocircuito originado en una línea de transmisión que entró en contacto con un árbol cercano, varios organismos internacionales como también propietarios de líneas de transmisión han revisado y desarrollado normas de manejo de la vegetación.

2.2.1 Estándar NERC FAC-003-1: Programa de Mantenimiento de la vegetación en Líneas de Transmisión

La Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica NERC (por sus siglas en inglés), desarrolló en 2006 el estándar FAC-003-1 sobre el programa de manejo de la vegetación en líneas de transmisión operadas a un voltaje nominal igual o superior a 200 kV. El estándar incluye los requerimientos para mantener las distancias mínimas entre las líneas de transmisión y la vegetación adyacente [26], los cuales se mencionan a continuación:

- a) Desarrollar y mantener un Programa de Manejo de la Vegetación en Líneas de Transmisión considerando objetivos, prácticas, procedimientos y especificaciones de trabajo. Esto incluye principalmente un cronograma de inspección y normas claras de mínimas distancias entre las líneas y la vegetación [8], teniendo en cuenta casos especiales en los que las condiciones de vegetación representen una amenaza inminente de salida de una línea.
- b) Desarrollar e implementar un plan anual del manejo de la vegetación. Esto incluye los métodos de poda de vegetación, ajustes del programa de podas de

acuerdo a condiciones ambientales cambiantes, permisos de trabajo y documentación requerida.

- c) Reportar cada cuatro meses a su organización regional de confiabilidad las salidas de operación de la línea causadas por la vegetación, de acuerdo a la siguiente categoría:
- Vegetación que creció debajo de la línea.
 - Por caída de vegetación en la línea, que se encontraba dentro de la zona de servidumbre.
 - Por caída de vegetación en la línea, que se encontraba fuera de la zona de servidumbre.

2.2.2 Estándar NERC FAC-003-2: Mantenimiento de la vegetación en Líneas de Transmisión

El propósito de este nuevo estándar está enfocado en las líneas que operan en niveles de tensión entre los 69 kV y 200 kV [9]:

Entre los principales requerimientos del estándar FAC-003-2 se pueden destacar:

- a) Mantener distancias mínimas:

Los propietarios de las líneas deben prevenir que la vegetación alcance la distancia mínima de seguridad con los conductores, esta distancia debe ser calculada para diferentes altitudes (Metros sobre el nivel del mar) y tensiones de operación (Tabla 2.4) [9] [27].

Tabla 2.4 Distancias mínimas de operación entre la vegetación y líneas eléctricas a diferentes altitudes

Niveles de tensión (kV)	Distancia mínima entre la vegetación y las líneas de transmisión (m)														
	Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)														
	152	152-305	305-610	610-914	914-1219	1219-1524	1524-1829	1829-2134	2134-2438	2438-2743	2743-3048	3048-3353	3353-3657	3657-3692	3692-4267
765	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	4	4	4.1	4.1	4.2	4.2	4.3
500	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7
345	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7
287	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2	2	2	2.1
230	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6
161	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1	1	1	1	1	1.1	1.1	1.1
138	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
115	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
88	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
69	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5

Los datos mostrados en la Tabla 2.4 fueron calculados utilizando el método de la ecuación de Gallet desarrollado en 1975, el cual determina la distancia mínima para coordinación de aislamientos, tomando en cuenta la geometría de la configuración de los conductores, así como las condiciones atmosféricas y la altitud con respecto al nivel del mar en el cual opera la línea.

b) Comportamiento del Conductor:

El Programa de Mantenimiento de la Vegetación en Líneas de Transmisión debe describir los cambios de posición en el conductor a causa de condiciones de temperatura máxima y la acción de las cargas físicas con que fue diseñada la línea [9] [27].

En la Figura 2.11 se puede apreciar que el mayor movimiento del conductor se encuentra a la mitad del vano, donde dependiendo de la topografía de la zona, en este punto se podrían tener problemas de mantenimiento de distancias mínimas.

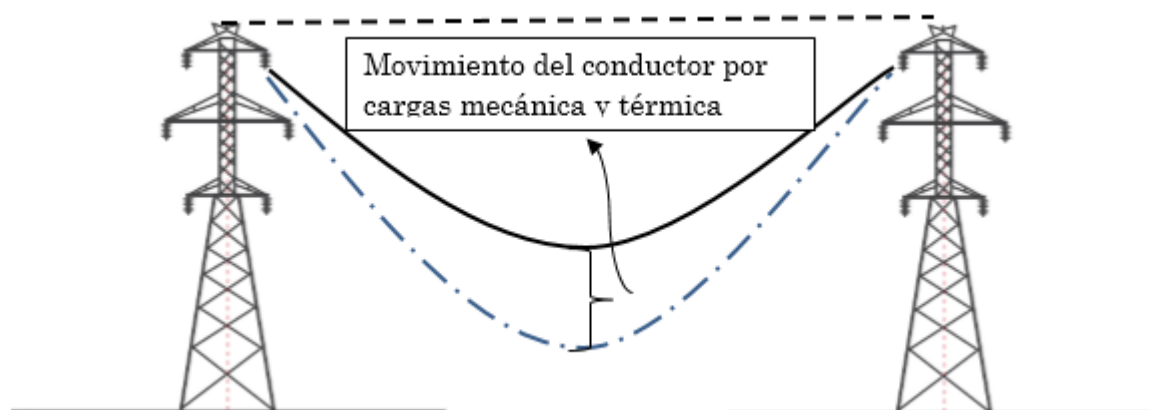


Figura 2.11 Movimiento vertical del conductor por el efecto de cargas terminas y mecánicas

Por otro lado, el conductor puede presentar un movimiento horizontal provocado principalmente por el viento afectando cada vano de la línea. En la Figura 2.12, se muestra el movimiento del conductor al presentar una determinada velocidad y dirección del viento.

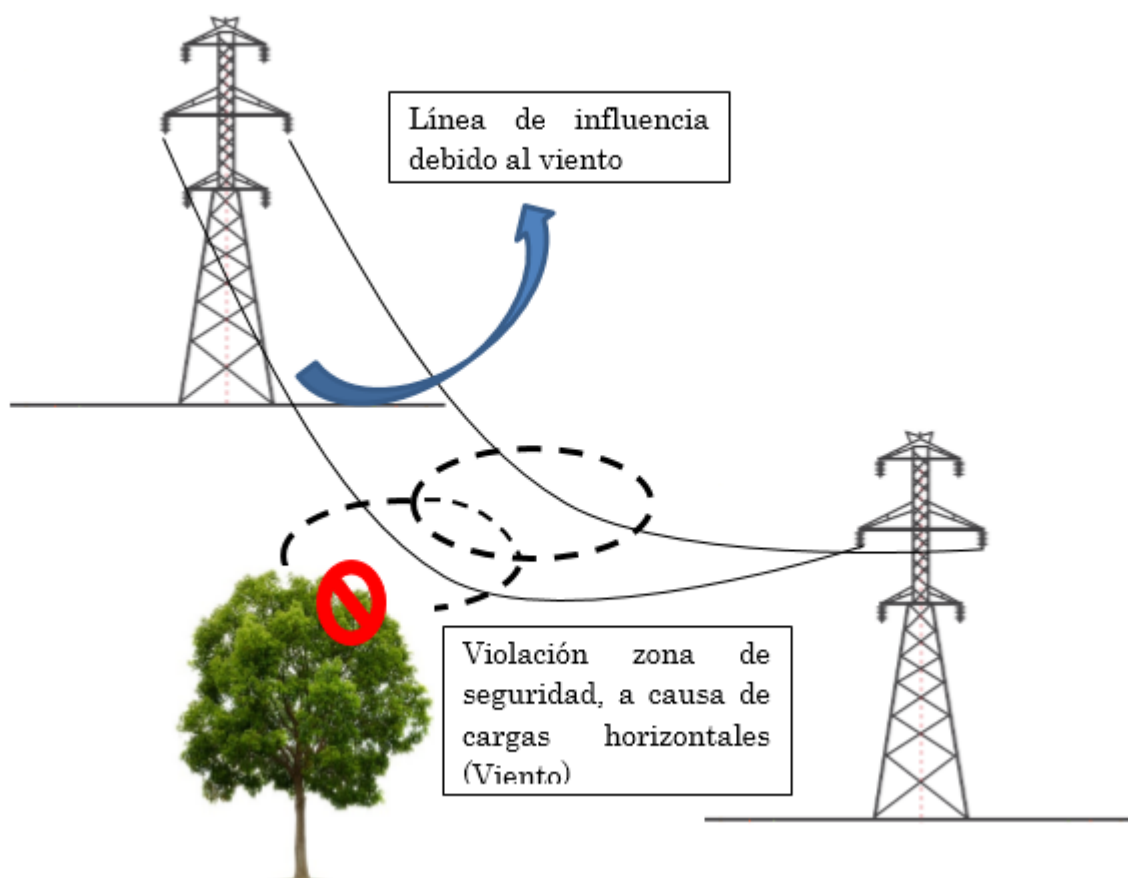


Figura 2.12 Movimiento horizontal del conductor por acción del viento

Los efectos en el conductor deben ser considerados cuando se establecen las distancias mínimas de seguridad, para evitar salidas de operación de la línea por posibles contactos con la vegetación aledaña.

En la Figura 2.14 se muestran las posiciones en la cuales puede encontrarse el conductor debido al efecto de cargas terminas y mecánicas, en un determinado punto del vano. En cada posición el conductor siempre debe de mantenerse la distancia mínima radial (D) [9].

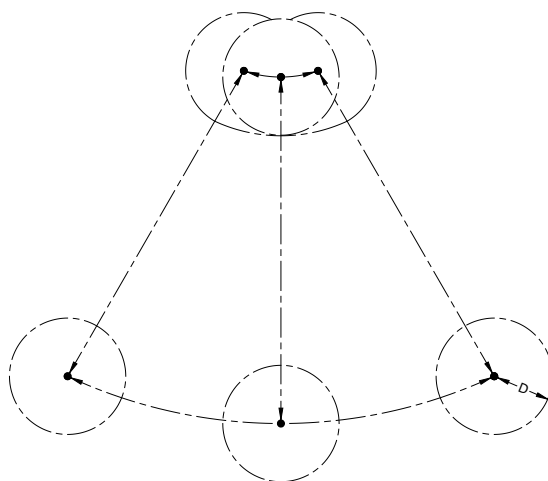


Figura 2.13 Posiciones del conductor y distancias mínimas de seguridad

c) Notificación oportuna al centro de control:

Es responsabilidad del propietario de la línea de transmisión asegurar en cualquier momento la correcta comunicación entre el personal de campo a cargo del mantenimiento de la vegetación y el centro de control, aún más en condición de amenaza inminente de contacto entre la vegetación y la línea.

d) Tomar acciones correctivas inmediatas

El propietario de la línea debe de tomar acciones correctivas de manera inmediata, cuando se presente una restricción temporal que ponga en un riesgo potencial el servicio de la línea afectando la confiabilidad de la misma.

e) Desarrollar inspecciones de la vegetación:

El dueño de cada línea debe de realizar una inspección de la vegetación por lo menos una vez por año. Sin embargo, la frecuencia de estas inspecciones (Con fines preventivos), depende del promedio de crecimiento de la vegetación que se encuentra a lo largo de la línea, por lo que este crecimiento se puede ver afectado por factores ambientales, geográficos y climáticos, reflejando un aumento en la frecuencia de las inspecciones.

f) Realizar y ejecutar un plan de manejo de la vegetación flexible:

Se debe realizar y llevar a cabo un plan de trabajo anual flexible con el fin de garantizar que no se produzcan invasiones de la vegetación dentro de las distancias radiales mínimas establecidas por cada propietario de línea.

La flexibilidad del plan de mantenimiento de la vegetación se refiere a que el programa pueda reaccionar ante emergencias y cambios imprevistos de la vegetación en la parte activa de servidumbre de la línea de transmisión. Por ejemplo, las condiciones del clima pueden hacer que la aplicación del herbicida sea ineficiente durante el plan anual.

2.2.3 ANSI A300 (Parte 1)-2008: Manejo de Plantas - Prácticas Estandarizadas de Poda para Árboles, Arbustos y otros Maderables.

Su principal propósito es el de desarrollar especificaciones que pueden ser utilizadas para redactar las descripciones para el proceso de poda de vegetación ya sea para ser efectuadas por un órgano perteneciente al dueño de la línea de transmisión o por un contratista externo.

Es muy importante destacar que un arbolista familiarizado con el equipo, las prácticas, métodos y peligros de la poda, deberá redactar y administrar las especificaciones del proceso. El contrato debe de incluir los objetivos, ubicación de árboles con respecto a la servidumbre, extensión de la zona de poda y los métodos para realizarla [24]. Para más información acerca de ellos, pueden consultar este estándar en los anexos del presente trabajo.

2.2.4 ANSI A300 (Parte 7)-2006: Manejo Integrado de la Vegetación para Servidumbres de Servicios Eléctricos.

Este estándar soporta el manejo de la vegetación en el desarrollo de especificaciones de los contratos. El propósito es implementar un enfoque integrado de gestión de la vegetación, promoviendo un uso sostenible del sitio.

En este estándar se plantean procedimientos sistemáticos para el planeamiento e implementación un Programa de Manejo Integral de la Vegetación, tanto para proyectos de líneas de transmisión, como para distribución [28], enmarcados en los siguientes aspectos:

- a) Determinación de los objetivos, enfocando el control efectivo, control económico e impacto ambiental de las especies locales en conflicto.
- b) Evaluación del sitio a través de la caracterización de las especies vegetales.
- c) Definición del umbral de acción:

Esta principalmente viene definida por el ancho de la servidumbre de la línea.

- d) Selección de los métodos de control.
- e) Implementación del programa de manejo integral de la vegetación

Todos los lineamientos establecidos por el programa, deben de ser cumplidos a cabalidad. Se deben de implementar horarios regulares de trabajo, basados en objetivos establecidos y evaluaciones de las labores efectuadas. Algunas consideraciones para el desarrollo de horarios incluyen desde la importancia de la línea para el sistema eléctrico, distancias mínimas admisibles, geografía, accesibilidad, hasta el tiempo transcurrido desde el anterior trabajo programado realizado [28].

f) Monitoreo y control de calidad

Se deben de documentar los procesos desarrollados, con el fin de evaluar los resultados. Estas evaluaciones deben realizarse durante la ejecución del programa y una vez haya sido completado. El seguimiento y control de calidad tiene por objetivo identificar y corregir oportunamente fallencias durante el proceso, a fin de mantener una eficiencia alta en todas las actividades.

En la Figura 2.14 se muestra el diagrama de flujo con los procedimientos sistemáticos para el planeamiento e implementación un Programa de Manejo Integral de la Vegetación.



Figura 2.14 Diagrama de flujo de los pasos a seguir para un Programa de Manejo Integral de la Vegetación.

2.2.5 Distancias de seguridad de acuerdo a otras normas

Uno de los aspectos esenciales para garantizar la confiabilidad de una línea de transmisión, es definir y mantener distancias mínimas radiales hacia los conductores bajo condiciones máximas de operación térmica y cargas mecánicas, con las cuales fue diseñada la línea. Sin embargo, gran cantidad de entidades han desarrollado estas distancias mínimas, las cuales se muestran en la siguiente Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Resumen de distancias mínimas de acuerdo a diferentes normas.

Niveles de tensión (kV)	Distancia mínima entre la vegetación y líneas de transmisión [m]						
	Normas Técnicas						
	CSA C22.3-2006	IEEE 516-2003*	IEEE 516-2003**	NTT-29 CFR 10910.269	NERC FAC-003-02***	ICE	CNFL
230	1.586	1.57	1.72	1.59	1.02	5	-
138	0.97	0.90	0.99	1.09	0.59	5	-
69	0.718	-	-	0.9	0.29	-	-
34.5	0.316	-	-	0.72	-	-	3
24	0.216	-	-	0.72	-	-	-
29	0.216	-	-	0.72	-	-	-
13.8	0.144	-	-	0.64	-	-	3
230	1.586	1.57	1.72	1.59	1.02	5	-

*: Sin herramientas para realizar mantenimiento en la vegetación.

**: Con herramientas para realizar mantenimiento en la vegetación.

***: A una altura de 914,4 msnm, conforme se aumente la altura sobre el nivel del mar se debe de aplicar un factor de corrección de 1,04 aproximadamente

3. METODOLOGIA, PLANTEAMIENTO Y REPRESENTACIÓN DEL PROBLEMA DE MANTENIMIENTO DE LA VEGETACIÓN

El problema de mantenimiento de la vegetación tiene como objetivo realizar el planeamiento de las labores de poda de vegetación bajo las redes aéreas de distribución, para un periodo futuro de un año. El resultado muestra los tramos de red del sistema eléctrico que deben ser sometidos a mantenimiento de la vegetación, el momento durante el año de planeamiento se deben llevar a cabo estas intervenciones, y los grupos de trabajo encargados de realizar estas intervenciones. El problema de mantenimiento de vegetación puede estar representado en un modelo matemático monobjetivo, asociando diferentes variables físicas y de tipo eléctrico para minimizar:

- El nivel de energía no servida (En adelante NENS) a causa de interrupciones por vegetación
- Costos de implementación del plan de podas
- Energía no servida y Costos de implementación del plan de podas

No obstante, desde el punto de vista multiobjetivo, es posible obtener a partir de dos objetivos en conflicto (NENS y costo de mantenimiento), un frente de soluciones no dominadas con diversas soluciones (cronogramas de podas) que se adapten a las políticas del tomador de decisiones.

3.1 Parámetros de sensibilidad

Los parámetros de sensibilidad del problema de mantenimiento de la vegetación están definidos por las tasas de crecimiento de las especies vegetales, las tasas de falla de los tramos de red debido a la vegetación, tiempos de reparación de las fallas y los costos asociados de las cuadrillas en atender las fallas en cada tramo de la red. Estos valores establecen una dirección adecuada de búsqueda en el espacio de posibles soluciones. Las tasas de falla y tiempo de reparación se obtienen para el año de planeamiento del mantenimiento de la vegetación, por lo cual deben ser predicciones provenientes de históricos de fallas. Estas variables se integran en un modelo mono objetivo y como resultado se obtiene el cronograma de actividades del mantenimiento de la vegetación a menor costo.

3.1.1 Tasas de falla y reparación por vegetación

Las empresas de distribución a menudo no tienen detalles de las fallas por vegetación de cada uno de los tramos de red, sino que poseen un historial de fallas de los alimentadores, por lo cual sería necesario realizar una repartición de la tasa de falla de un alimentador a cada tramo de red. La base de datos del historial de fallas contiene reportes hechos por los operarios de interrupciones del servicio, generalmente se describen las causas de la interrupción, el alimentador, el tiempo de reparación y la fecha de salida en el suministro de energía. A partir de esta información se puede obtener un conjunto de datos que describe los tiempos para

falla del alimentador en estudio durante un periodo de tiempo, y a través de un procedimiento estadístico establecer las tasas de falla y reparación del alimentador para un periodo futuro.

Una vez clasificadas las fallas (Reporte de eventos) que son causadas por contacto de la vegetación con la red, se procede a realizar el análisis confiabilidad de cada zona o alimentador primario del sistema bajo estudio, para determinar las zonas de sistema que tienen deterioro en la confiabilidad. En el diagrama de la Figura 3.1 se presentan los pasos generales de la metodología propuesta para obtener las tasas de fallas, las cuales son una variable importante para el modelo de mantenimiento de la vegetación (Plan de podas).

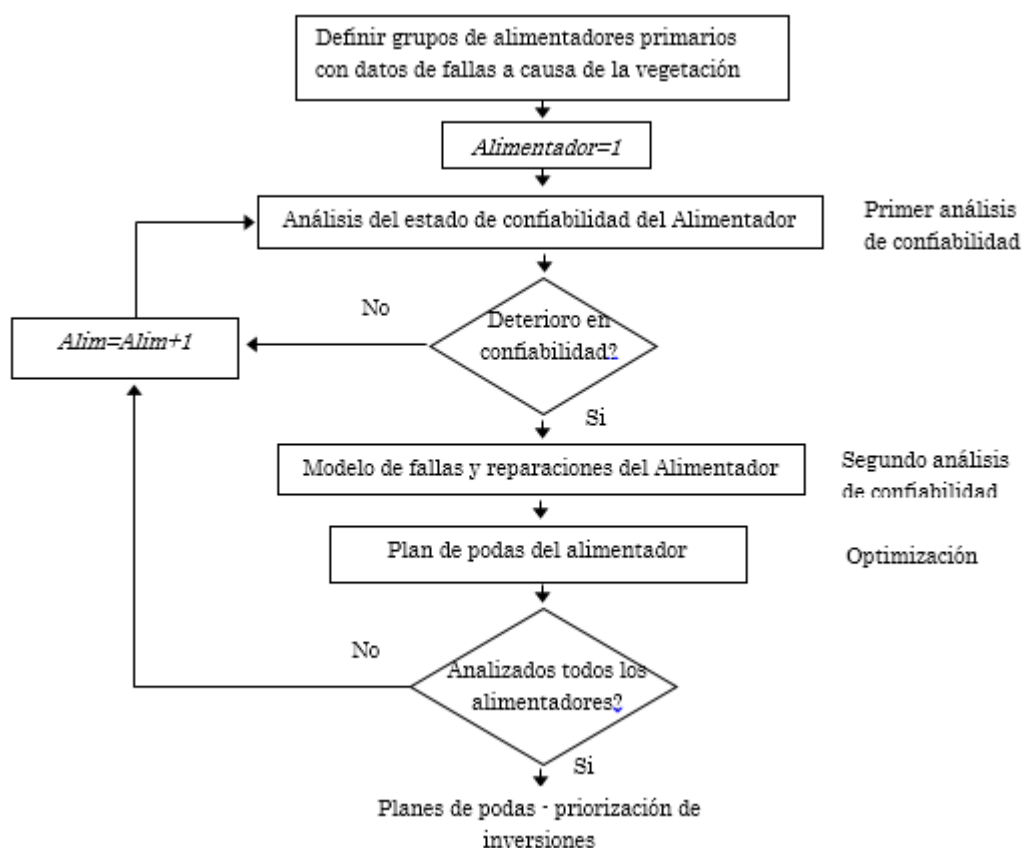


Figura 3.1 Estructura general de la metodología para los planes de podas de la vegetación

3.1.1.1 Análisis de confiabilidad: Primera etapa

Este primer análisis se realiza para cada alimentador sujeto al diagrama de la Figura 3.2 [29] [30] [31] [32] [33] [34].

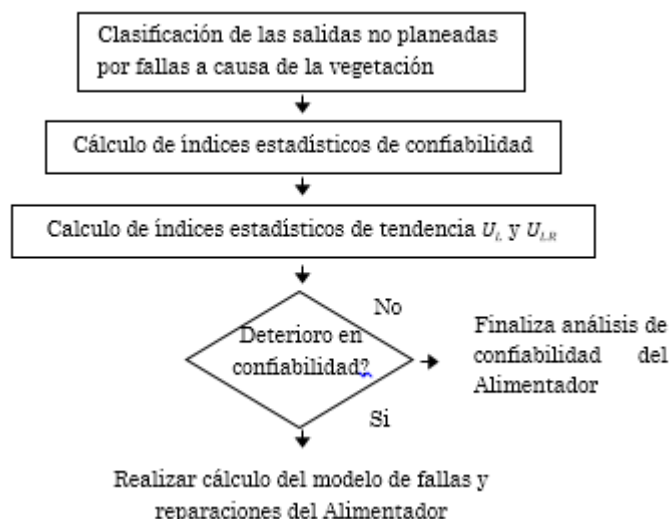


Figura 3.2 Procedimiento del primer análisis de confiabilidad de un alimentador

Los índices estadísticos de confiabilidad son métricas calculadas a partir de los registros obtenidos de los eventos en los alimentadores de distribución. De esta forma se puede realizar una comparación estandarizada del nivel de confiabilidad de un alimentador con respecto a otros que se encuentren bajo condiciones similares.

En la Tabla 3.1 se definen los términos utilizados para definir los índices de confiabilidad que se aplican en este estudio [34] [35] [36] [37] [38].

Tabla 3.1 Índices estadísticos de confiabilidad

Índice	Ecuación		Observación
Tasa de salidas	$\lambda_o = n / (N * T - \sum_{i=1}^n ttrs_i)$	3.1	Aplica a componentes no longitudinales
	$\lambda_o = n / (NT - \sum_{i=1}^n ttrs_i X_i)$	3.2	Aplica a componentes longitudinales sí en cada salida i se desconecta una longitud diferente Xi
	$\lambda_o = n / (NT - Xpr \sum_{i=1}^n ttrs_i)$	3.3	Aplica a componentes longitudinales sí en cada salida se desconecta una longitud Xpr

Índice	Ecuación		Observación
Tasa de fallas	$\lambda_i = n_f / (N * T - \sum_{i=1}^n ttr_i)$	3.4	Aplica a componentes no longitudinales
	$\lambda_i = n_f / (NT - \sum_{i=1}^{n_f} ttr_i X_i)$	3.5	Aplica a componentes longitudinales, sí en cada falla i se desconecta una longitud diferente Xi
	$\lambda_i = n_f / (NT - Xpr \sum_{i=1}^{n_f} ttr_i)$	3.6	Aplica a componentes longitudinales sí en cada falla se desconecta una longitud Xpr
Tiempo medio para restauración	$MTTRS = (\sum_{i=1}^n ttrs_i) / n$	3.7	Es la duración promedia de todos los tipos de salidas
Tiempo medio para reparación	$MTTR = r = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i) / n_f$	3.8	Es la duración promedia de las fallas
Tiempo medio para restauración de salida planeada	$MTTRP = (\sum_{i=1}^{np} ttrp_i) / n_p$	3.9	Es la duración promedia de las salidas planeadas
Tiempo medio para restauración de salida no planeada	$MTTRU = (\sum_{i=1}^{nu} ttru_i) / n_u$	3.9	Es la duración promedia de las salidas no planeadas
Disponibilidad operacional	$A_o = (1 - \sum_{i=1}^n ttrs_i / (N * T)) * 100\%$	3.10	
Disponibilidad inherente	$A_I = (1 - \sum_{i=1}^{n_f} ttr_i / (N * T)) * 100\%$	3.11	
Indisponibilidad operacional	$U_o = (\sum_{i=1}^n ttr_i) / (N * T) * 8760$	3.12	Horas de indisponibilidad por año debido a las salidas de todo tipo
Indisponibilidad inherente	$U_i = (\sum_{i=1}^{n_f} ttr_i) / (N * T) * 8760$	3.13	Horas de indisponibilidad por año debido a las fallas

Donde

T	Periodo de los registros operativos [años]
n	Número total de salidas en el periodo T
n_p	Número de salidas planeadas en el periodo T
n_u	Número de salidas no planeadas en el periodo T
n_{ou}	Número de otras salidas no planeadas en el periodo T
n_f	Número de fallas en el periodo T
N	Número de componentes o longitud total del(os) componente(s)
X	Longitud desconectada en una salida o falla dada
X_{pr}	Longitud promedia desconectada en una salida
tto	Tiempo para salida (planeada, no planeada o falla)
ttf	Tiempo para falla
$ttou$	Tiempo para otra salida no planeada
$ttrs$	Tiempo para restauración de una salida (planeada o no planeada)
ttr	Tiempo para reparación de una falla
$ttrou$	Tiempo para reparación de otra salida no planeada
$ttrp$	Tiempo para restauración de una salida planeada

En la cantidad de salidas se cumple que: $n = n_p + n_u$ $n_u = n_f + n_{ou}$

Para diagnosticar el estado de confiabilidad de los alimentadores primarios objeto del estudio se utiliza el concepto de proceso estocástico puntual, el cual es una secuencia de eventos discretos que ocurren en el tiempo, tal como se muestra en la Figura 3.3. Los tiempos de ocurrencia de los eventos se denotan t_i y los tiempos inter-arribo x_i . [34] [35] [36] [37] [38].

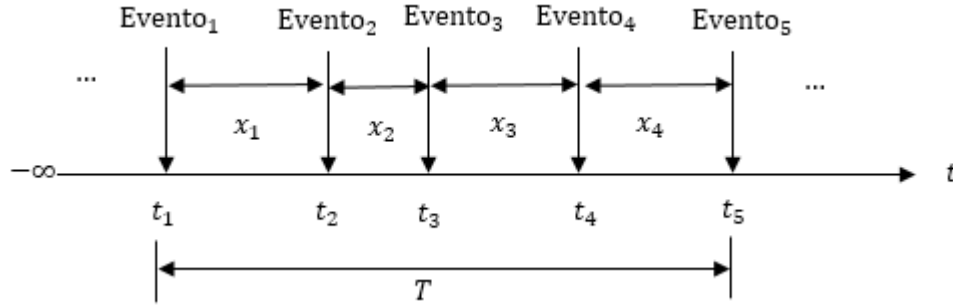


Figura 3.3 Proceso estocástico puntual

Para el caso bajo estudio, se considera que las secuencias de fallas son causadas por la vegetación, siguiendo un proceso estocástico puntual. La tendencia de estas secuencias permite conocer el estado de confiabilidad del alimentador. La tendencia se establece mediante los índices estadísticos de Laplace y Lewis-Robinson, los cuales se denotan como U_L y U_{LR} respectivamente.

- Índice estadístico de Laplace

Para una muestra de n tiempos para arribo de eventos t_1, t_2, \dots, t_n

$$U_L = \frac{\left(\frac{1}{k} \sum_{i=1}^k t_i\right) - \frac{1}{2} T^*}{T^* \sqrt{\frac{1}{12k}}} \quad (3.14)$$

Donde:

k Es igual a $(n-1)$ si las observaciones terminan en el último evento, de lo contrario, es igual al número de observaciones n

T^* Es igual a t_n si las observaciones terminan en el último evento, de lo contrario, es igual al periodo total de las observaciones T .

Esta prueba se compara con respecto a un proceso de Poisson homogéneo, es decir, con respecto a un proceso puntual de renovación cuyos tiempos inter-arribo están distribuidos exponencialmente.

- Índice estadístico Lewis-Robinson

A partir del estadístico de tendencia de Laplace, se obtiene el estadístico de Lewis Robinson en la siguiente forma:

$$U_{LR} = \frac{U_L}{CV_x} = \frac{U_L}{S_x / \bar{x}} \quad (3.15)$$

Donde:

S_x y \bar{x} son la desviación muestral y el promedio estadístico de los tiempos entre llegada de eventos x_1, x_2, \dots, x_n . Esta prueba se con respecto a un proceso de renovación general, es decir, con respecto a un proceso puntual cuyos tiempos inter-arribo no necesariamente están distribuidos exponencialmente.

La tendencia se establece de acuerdo con los criterios presentados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Criterios para establecer el tipo de tendencia con el estadístico de Laplace

Criterio	Tendencia	Interpretación
$-Z_{\alpha/2} < U_L < +Z_{\alpha/2}$	Cero	Conforme pasa el tiempo, no se observan un patrón de crecimiento o decrecimiento en el número de eventos que llegan ni en las magnitudes de los tiempos inter-arribo
$+Z_{\alpha/2} < U_L$	Positiva	La llegada de eventos se incrementa con el tiempo, los tiempos inter-arribo decrecen con el tiempo.
$U_L < -Z_{\alpha/2}$	Negativa	La llegada de eventos se reduce con el tiempo, los tiempos inter-arribo aumentan con el tiempo.

El valor de referencia $Z_{\alpha/2}$ corresponde al valor en la distribución normal estándar para el cual existe $\alpha/2$ de probabilidad por encima o por debajo. Para un nivel de confianza del 95%, que corresponde a una probabilidad crítica $\alpha = 5\%$ y $Z_{\alpha/2} = 1,967$.

Posteriormente se observa el estado de confiabilidad observado para un alimentador como condición resultante de la superposición de los procesos de falla de sus tramos de red, con diferencias entre ellos debido a edad, calidad y especificaciones. De esta forma, el estado de confiabilidad de un alimentador es la tendencia general o dominante que se observa para los tramos de red que lo conforman, sin que ello signifique que necesariamente todos los tramos estén en dicho estado [34] [35] [36] [37] [38].

El estado de confiabilidad se obtiene de la tendencia del modelo obtenido o de la tendencia que se observa en la muestra de datos. Así, el estado de confiabilidad de los componentes está asociado a una de las tendencias mostradas en la Figura 3.4:

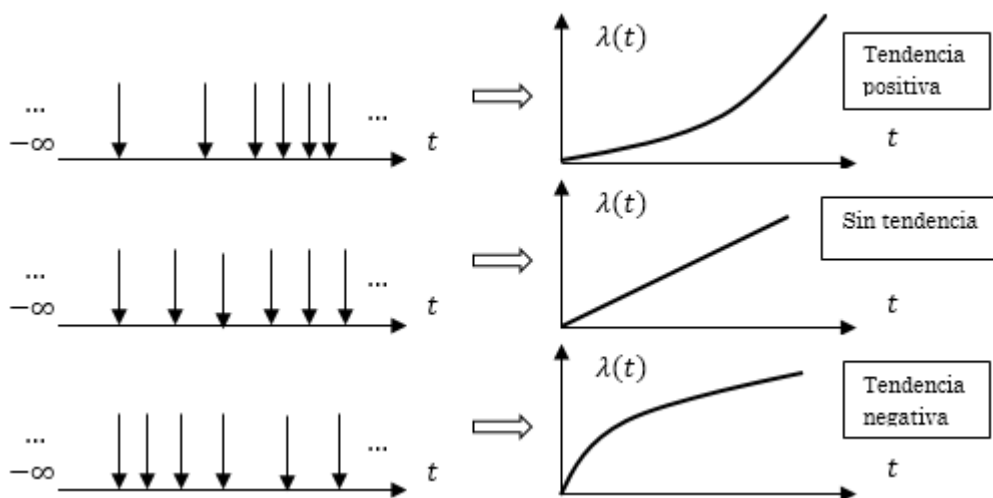


Figura 3.4 Tipos de tendencia en procesos de llegadas de eventos

3.1.1.2 Análisis de confiabilidad: Segunda etapa

Una vez realizada la prueba de tendencia, es necesario determinar la independencia entre los datos. A partir de un ordenamiento cronológico $\{t_1, t_2, t_3, t_4, \dots, t_k\}$ se construye un diagrama de dispersión, conformado por las coordenadas (t_k, t_{k+1}) .

Si los puntos del diagrama de dispersión están dispersos (Figura 3.5), los datos son independientes y se procede a verificar su ajuste al proceso de Poisson homogéneo.

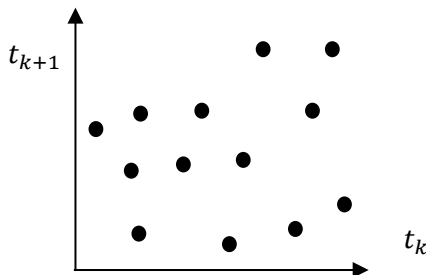


Figura 3.5 Diagrama de dispersión para muestra de datos independientes

Luego se procede a realizar el ajuste de los tiempos para falla a una distribución de probabilidad, con el objetivo de definir el proceso de renovación que representa la situación aleatoria bajo estudio t_k . El término renovación procede del área de confiabilidad donde la aplicación de este tipo de modelo implica que cada que hay una reparación (debido a una falla) el componente o sistema bajo estudio (en este caso un alimentador primario de un sistema de distribución) regresa al estado físico que existía antes de fallar, razón por la cual, la distribución de probabilidad de los t_k no cambia. El proceso de renovación exponencial, conocido popularmente como Proceso de Poisson Homogéneo (HPP por sus siglas en inglés), es el proceso estocástico puntual más sencillo y difundido.

Para todos los procesos de renovación se cumple que la función de intensidad (En este caso, la tasa de fallas debido a la vegetación en los alimentadores primarios) es igual al inverso del valor esperado de los t_k (el cual es una constante) (Ver Figura 3.6) [39] [40] [41].

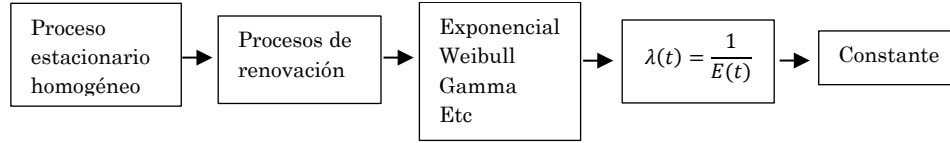


Figura 3.6 Clasificación de los procesos estacionarios homogéneos.

Por otro lado, si los puntos del diagrama de dispersión tienden a formar una línea o función (Ver Figura 3.7), los datos están correlacionados positiva o negativamente de acuerdo con la pendiente de la línea; en este caso se procede a verificar el ajuste al proceso Power Law no homogéneo [42] [43].

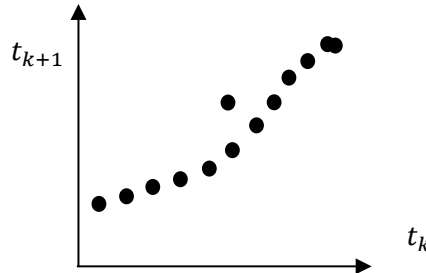


Figura 3.7 Diagrama de dispersión para muestra de datos dependientes

Con el fin de realizar ajuste a un modelo no estacionario, existen métodos específicos para estimar los parámetros y hacer las pruebas en cada tipo de modelo (Figura 3.8). El resultado es una expresión que describe la tasa de fallas respecto al tiempo. El proceso de Poisson No Homogéneo (NHPP) más común es el modelo Power Law [42] [43].

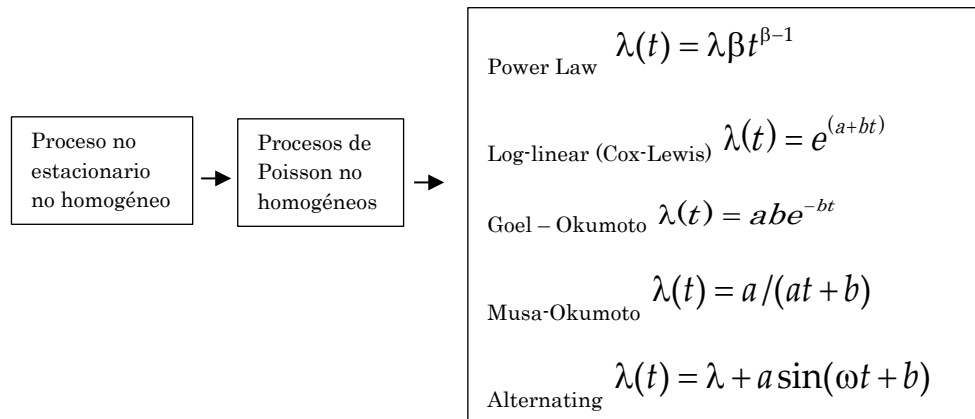


Figura 3.8 Clasificación de los procesos estocásticos no homogéneos (λ , β , ω , a , b constantes)

Una vez obtenido el valor de las tasas de falla, este valor debe ser distribuido proporcionalmente en cada tramo de la red, de acuerdo a la longitud. De esta manera se tienen las tasas de fallas individuales.

Otros parámetros a tener en cuenta están relacionados con los tiempos de reparación. Los cuales pueden ser modelados a partir de un proceso estocástico puntual que recoge información de las reparaciones ejecutadas por los grupos de trabajo en campo.

Para obtener este modelo se toman las muestras de tiempos para reparación de fallas causadas por la vegetación, ajustando a un proceso estocástico puntual. Este modelo se distribuye proporcionalmente en el sistema de acuerdo a la longitud de sus tramos y es utilizado dentro del proceso de optimización de plan de podas para calcular el tiempo de indisponibilidad que a su vez permite calcular la energía no servida (Figura 3.9).

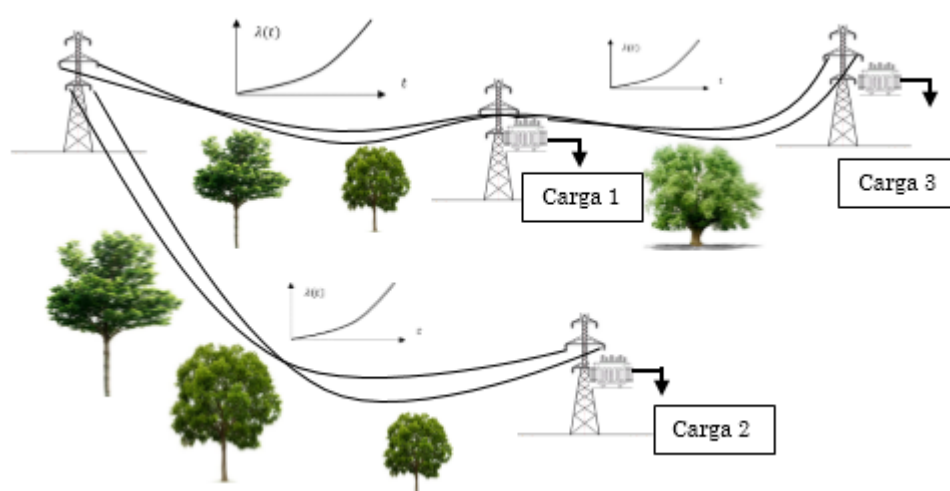


Figura 3.9 Tasas de falla en los tramos de red

3.1.2 Tasas de crecimiento de la vegetación

Las tasas de crecimiento de la vegetación las cuales representan un soporte para guiar el problema a través del espacio de búsqueda. En este caso, es necesario recurrir a las tasas de crecimiento de las especies de flora que se encuentren debajo de las líneas aéreas de distribución. Se debe tener en cuenta el tiempo transcurrido desde la última poda de la especie vegetal antes de empezar el periodo del plan de podas, para tener una medida del daño que la flora puede tener respecto a la red eléctrica. La tasa de crecimiento trabaja en conjunto con el tiempo desde la última poda en cuanto a que son valores que se complementan y está directamente relacionado con la tasa de fallas, si la tasa de crecimiento es baja en determinado momento pero el tiempo transcurrido desde la última poda es alto, esto implica un índice medio de fallas y viceversa. Si ambos valores son altos, el índice de fallas será alto, pero si por el contrario, ambos valores son bajos, la tendencia del tramo de red a fallar será baja.

La ecuación (3.16) muestra la expresión que relaciona la tasa de crecimiento y el

tiempo transcurrido desde la última poda con la distancia mínima permitida entre la vegetación y las líneas de distribución. El resultado de esta división es el porcentaje de violación de la vegetación a la zona de seguridad (Figura 3.10).

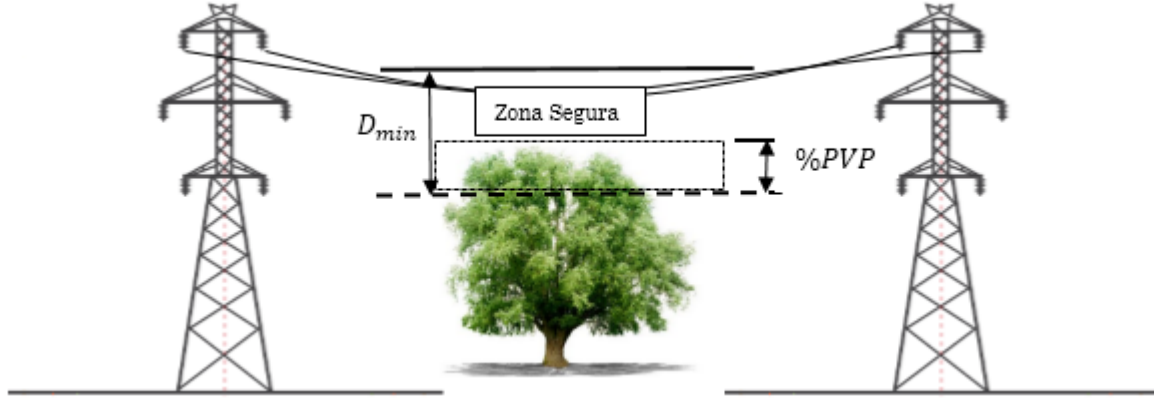


Figura 3.10 Descripción gráfica de la zona de seguridad.

$$\%PVP = \left(\frac{\lambda_{\text{crecimiento}} \times T_0}{D_{\min}} \right) \times 100\% \quad (3.16)$$

Donde

T = Tiempo transcurrido desde la última poda [años]

$\lambda_{\text{crecimiento}}$ = Tasa de crecimiento de la especie de vegetación [m/año]

D_{\min} = Distancia mínima permitida (Distancia de seguridad) [m].

3.1.3 Cálculo de la energía no servida

La ecuación (3.17) expresa el cálculo de Nivel de Energía No Servida ($NENS$) [20], cuando se presentan interrupciones por vegetación del suministro de energía eléctrica a lo largo del año de planeamiento.

$$NENS = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NS} [U(i, t)] \left(\sum_{i \in \Omega_{AA}} DP(i, t) \right) \right] \quad (3.17)$$

Donde

T Período de planeamiento para efectuar el mantenimiento de la vegetación bajo la red de distribución. En este caso se trabaja con 4 trimestres, es decir, 1 año.

NS Número total de secciones o tramos de red que son consideradas para ejecutar el programa de poda de vegetación.

$U(i, t)$	Indisponibilidad durante el subperiodo t en el tramo de red i .
$DP(i, t)$	Demanda promedio en la sección i del subperiodo t . [kWh]
ΩAA	Conjunto de secciones aguas abajo del tramo de red i .

De esta manera la ecuación (3.17) permite calcular el nivel de energía no servida [kWh] de un sistema de distribución de NS tramos de red a lo largo de un periodo T (1 año) de planeamiento del mantenimiento de vegetación.

Las tasas de fallas $\lambda_{falla}(i, t)$ en sistemas de distribución a causa de la vegetación y el tiempo medio de reparación de un tramo de red $T_{reparacion\ falla}$ son parámetros que pueden ser calculados a partir del análisis de confiabilidad de datos históricos expuesto en 1.1.1.1 [44] estos son el suministro para calcular la indisponibilidad $U(i, t)$ durante el subperiodo t en el tramo de red i mediante la ecuación (3.18).

Como existen muy pocos estudios de confiabilidad se toman las tasas de fallas $\lambda_{falla}(i, t)$ y reparación de [45].

$$U(i, t) = \frac{\lambda_{falla}(i, t) \times \overline{T_{reparacion\ falla}}}{8760} \quad (3.18)$$

Las unidades de $U(i, t)$ generalmente se expresan en [Horas de indisponibilidad/año], si este resultado se divide entre 8760 que son el número de horas que tiene un año se obtiene el valor de indisponibilidad en probabilidad [46]. El parámetro $T_{reparacion\ falla}$ es de 1.5 horas para cualquier tramo de red.

Debido a que la mayoría de las redes de distribución están configuradas radialmente, el cálculo del nivel de energía no servida ($NENS$) se realiza por medio del criterio de contingencias $NS - 1$ (Siendo NS el número de tramos de la red de distribución bajo estudio). Se simula una falla en cada tramo de la red y se obtiene cantidad de energía no servida haciendo un barrido aguas abajo del tramo en falla, esto se hace para cada subperiodo t . La Figura 3.11 muestra una red de distribución radial en donde una falla en el tramo 3, provoca una desconexión de las cargas de los tramos 4 y 5, lo que significa que el $NENS$ es la suma de las cargas 1, 2 y 3. Este análisis se hace bajo la premisa de que el sistema de distribución tiene un esquema de protecciones ideal en donde cada tramo de red tiene protección primaria ubicada en el mismo tramo, pero en la realidad esto no es aplicable, ya que se debe simular la falla en un tramo de la red y buscar aguas arriba de este punto, la protección primaria. Posteriormente se procede a sumar las cargas que dejarían de tener el servicio eléctrico para calcular el nivel de energía no servida.

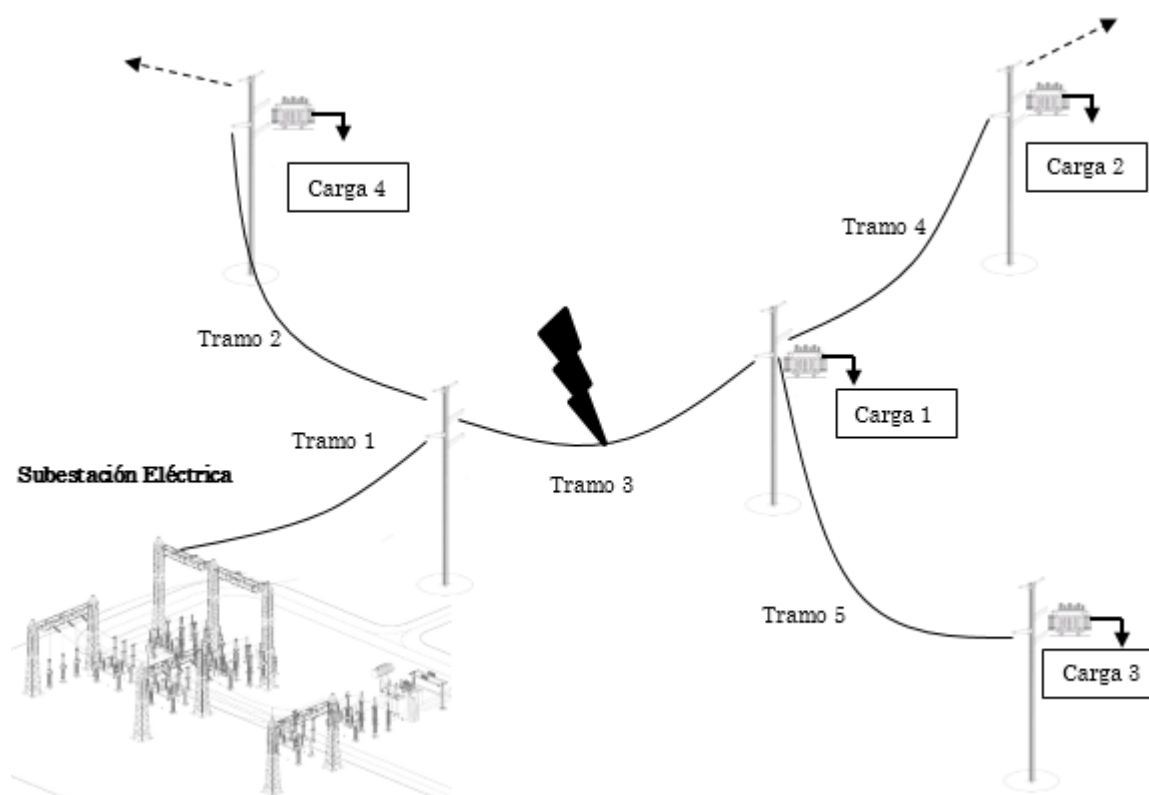


Figura 3.11 Falla en un sistema de distribución radial, cálculo de la energía no servida

Para sistemas de distribución en anillo, el cálculo del NENS tiene en cuenta el límite térmico de sus conductores, esto determina si los conductores tienen la capacidad de asumir la carga del sistema ante la nueva configuración del mismo a causa de una falla por la vegetación.

La Figura 3.12 muestra una red de distribución en anillo en donde una falla en el tramo 5 hace que la trayectoria formada por los tramos 1, 2, 3 y 4 no esté en capacidad de suministrar el servicio eléctrico a las cargas, por tanto se accionen las protecciones del tramo 1, de esta manera el cálculo de la energía no servida es la suma de las cargas 1, 2, 3 y 4.

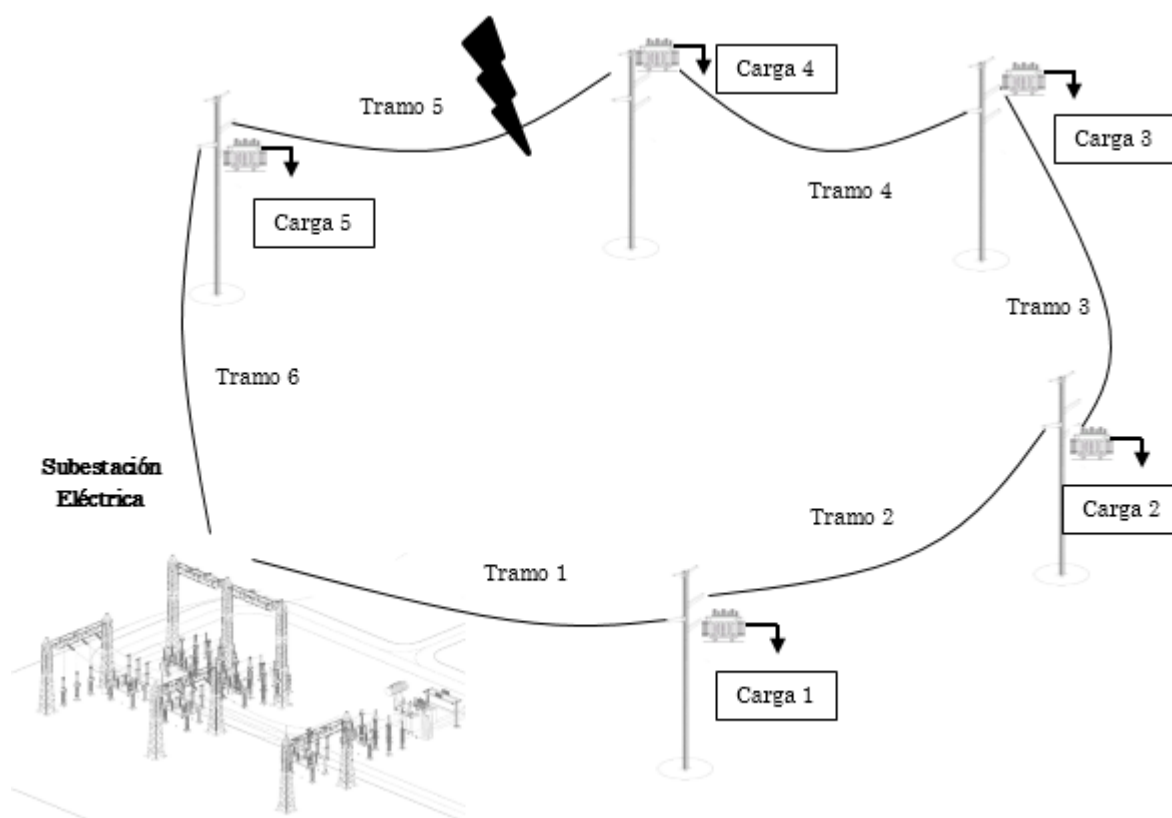


Figura 3.12 Falla en un sistema de distribución en anillo, cálculo de la energía no servida

3.1.4 Problema de asignación de tareas

Para sistemas de distribución de gran tamaño en usuarios y extensión geográfica es necesario desarrollar una clasificación por zonas (norte, sur, oriente, occidente, etc.) y grupos de calidad. Los grupos de trabajo operativos deben atender eventos, en este caso, mantenimientos de la vegetación o podas, restablecimiento del servicio por fallas a causa de la vegetación, de tal forma que estas operaciones se ejecuten en el menor tiempo posible.

Las cuadrillas deben estar ubicadas estratégicamente de tal manera que puedan atender los eventos en el menor tiempo posible y de esta manera reducir los costos de su operación.

En el planteamiento del modelo de optimización de podas de vegetación se incorpora el problema de asignación de tareas, convirtiéndose en un parámetro de sensibilidad de gran importancia del modelo matemático. El problema de asignación consiste en encontrar la forma de asignar ciertos recursos disponibles para la realización de determinadas tareas al menor costo. En este caso se determinan los tramos de red que debe atender cada una de las cuadrillas.

La asignación de tareas es uno de los problemas de optimización lineales-binarios más elementales en la investigación de operaciones. En la ecuación (3.19) se describe el planteamiento matemático de asignación de tareas en donde minimiza la ejecución del plan de podas, considerando los costos asociados de cada cuadrilla para atender cada tramo del sistema de distribución y la longitud del tramo de red. (Figura 3.13) [47] [48] [49].

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{\#C} \sum_{i=1}^{\#Tr} [C_{man}(i,j,t) \cdot l(i)] \quad (3.19)$$

Donde

$C_{man}(i,j,t)$ Costo de mantenimiento de la vegetación en la sección i, de la cuadrilla j en el periodo t. [\$/m]

$l(i)$ Longitud del tramo i. [m].

Las restricciones del modelo pueden estar definidas por límites operativos de las cuadrillas, por ejemplo capacidad máxima de realizar podas en longitud [m] y capacidad presupuestal [\$].

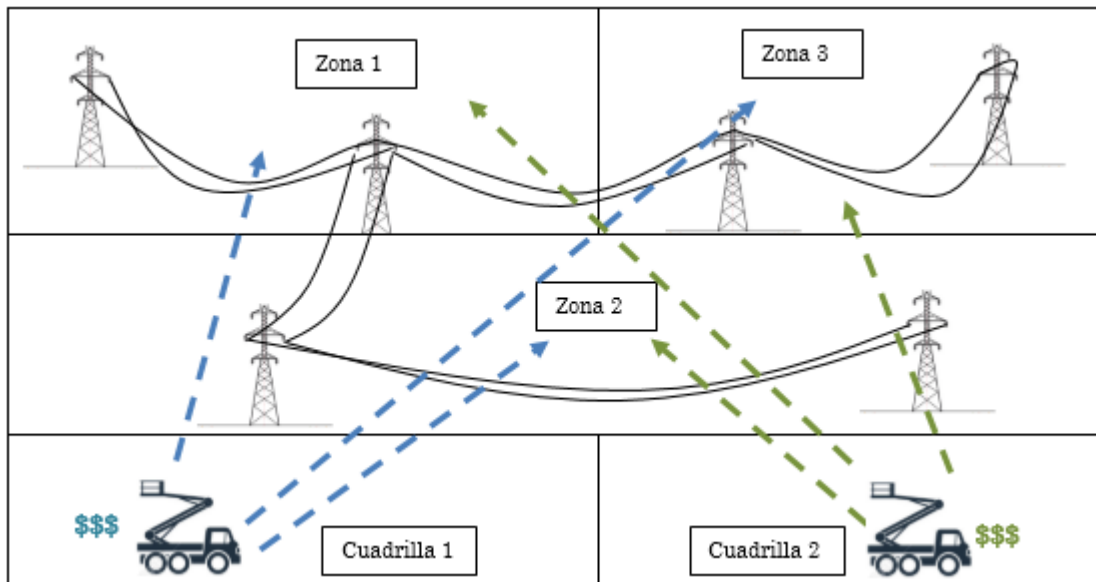


Figura 3.13 Asignación de atención de podas de la vegetación en sistemas de distribución a cuadrillas operativas

3.2 Modelamiento matemático

Para modelar matemáticamente el problema de mantenimiento de la vegetación, se proponen cuatro (4) modelos matemáticos monobjetivo. Se considera que cada modelo tiene en cuenta dos o tres de los parámetros de sensibilidad, ya sea el de tasas de falla por vegetación, tasas de crecimiento de la vegetación y los costos asociados a la atención del plan de podas en cada tramo de la red.

3.2.1 Modelo 1: Optimización de la energía no servida-NENS

En la solución del problema se plantean dos fases:

Fase 1: Resolver el modelo de optimización de la energía no servida.

$$\min NENS = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NS} [U(i, t)] \left(\sum_{i \in \Omega_{AA}} DP(i, t) \right) \right] (1 - \gamma(i, t)) \quad (3.20)$$

Sujeto a:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} l(i) \cdot \gamma(i, t) - L_{emp}(t) \leq 0 \quad (3.21)$$

$$\sum_{t=1}^T \gamma(i, t) \leq NP \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (3.22)$$

$$\left(\frac{1}{NCT} \cdot \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NS} \lambda_{falla}(i, t) \cdot (1 - \gamma(i, t)) \cdot NC(i) \right) \leq SAIFI_{max} \quad (3.23)$$

$$\frac{(T_o(i, t) \cdot \lambda_{crec}(i, t) \cdot 100)}{D_{min}} \leq PVP \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \text{ y } t = 1, \dots, T \quad (3.24)$$

Para el cálculo de $T_o(i, t)$:

$$T_o(i, t) = (1 - \gamma(i, t)) \cdot \left(T_o(i, t - 1) + \left(\frac{1}{t} \cdot (1 - \gamma(i, t)) \right) \right) \quad (3.25)$$

Donde

T	Período de planeamiento para efectuar el mantenimiento de la vegetación bajo la red de distribución. En este caso se trabaja con 4 trimestres, es decir, 1 año.
NS	Número de secciones total del sistema que son consideradas para ejecutar el programa de poda de vegetación.
$U(i, t)$	Indisponibilidad durante el subperiodo t en el tramo de red i .
$DP(i, t)$	Demanda promedio en la sección i del subperiodo t . [kWh]
$\gamma(i, t)$	Variable de decisión binaria, donde 1 significa que se realiza mantenimiento en el tramo i para el sub periodo t y 0 que no se

realiza.

ΩAA	Conjunto de secciones aguas abajo del tramo de red i .
$l(i)$	Longitud de la sección i . [m]
$L_{emp}(t)$	Longitud de poda permitida o máxima en el subperiodo t . [m]
$\lambda_{falla}(i, t)$	Tasa de fallas de la sección i en el subperiodo t . [fallas/año]
$NC(i)$	Número de consumidores de la sección i .
NCT	Número total de consumidores de la red.
$SAIFI_{max}$	Cantidad máxima permitida de suspensiones del servicio de energía [Fallas/Usuario]
NP	Numero de podas permitidas al año en una sección.
$T_o(i, t)$	Tiempo transcurrido desde la última poda de la vegetación presente en la sección i del subperiodo t . [años]
$\lambda_{crec}(i, t)$	Tasa de crecimiento de la vegetación presente en la sección i del subperiodo t . [m/año]
D_{min}	Distancia mínima permitida entre las líneas aéreas de distribución y la vegetación.
PVP	Porcentaje de violación de la zona de seguridad mínimo permitido [%]

Las ecuaciones (3.21) y (3.22) son restricciones operativas que representan los recursos disponibles de la empresa de distribución a cargo para realizar el plan de mantenimiento de podas de la vegetación, estos recursos están limitados al número de cuadrillas, las cuales tienen una capacidad determinada de metros lineales de poda de vegetación que pueden realizar. La multiplicación de los términos $l(i) \cdot \gamma(i, t)$ (3.21) indica el incremento de la longitud intervenida cada vez que $\gamma(i, t) = 1$. En caso contrario, $\gamma(i, t) = 0$, no se adicionan metros lineales a la expresión. El término $L_{emp}(t)$ limita la cantidad permitida en metros lineales de poda en cada sub periodo t . Este recurso puede ser variable dependiendo de la época del año y recursos económicos disponibles. La ecuación (3.22) limita el número de podas que se le puede realizar a un tramo de la red en el periodo de planeamiento.

La ecuación (3.23) es una restricción de orden regulatorio que impacta los índices de calidad de las empresas de distribución respecto a la continuidad del servicio,

este indicador debe ser monitoreado y controlado para evitar sanciones económicas. En esta restricción se controla la variable *SAIFI* la cual determina el número de interrupciones del servicio eléctrico [21] [50].

La ecuación (3.24) es la restricción que controla el porcentaje de violación que la vegetación puede tener respecta a la zona de seguridad como se establece en la Figura 3.10 y es determinado por el producto $T_o(i, t) \times \lambda_{crec}(i, t)$, que se normaliza al ser dividido por D_{min} obteniendo su valor en porcentaje [%]. La variable $T_o(i, t)$ es controlada por $\gamma(i, t)$ y determina el tiempo transcurrido desde la última poda de la vegetación en cada tramo de la red eléctrica, Este tiempo es acumulable cada vez que $\gamma(i, t) = 0$. Cuando $\gamma(i, t) = 1$ este valor se reinicia. En la Tabla 3.3 se propone un ejemplo en donde se muestra el resultado de $T_o(i, t)$ de acuerdo al valor de $\gamma(i, t)$.

Tabla 3.3 Ejemplo de propuesta de mantenimiento en una sección para calcular el tiempo desde la última poda.

Ultima poda antes del periodo de planeamiento	0.5	Esto indica que antes del periodo de planeamiento, el tiempo transcurrido desde la última poda fue de 2 trimestres, es decir, 0.5 años
$T_o(i, t_1)$	0	Como en este subperiodo no va haber poda $\gamma(i, t_1) = 0$, el tiempo desde la última intervención es de $0.5+0.25=0.75$ años
$T_o(i, t_2)$	0	Como $\gamma(i, t_2) = 0$ el tiempo desde la última intervención es de $0.5+0.25+0.25 = 1$ año
$T_o(i, t_3)$	1	Como en este subperiodo la sección será intervenida $\gamma(i, t_3) = 1$, el porcentaje de violación de la zona de seguridad es cero.
$T_o(i, t_4)$	0	Para este caso $\gamma(i, t_4) = 0$ el tiempo desde la última intervención es de 0.25 años.

Fase 2: Una vez resuelta la fase 1, se tiene el resultado del plan de podas o mantenimiento de la vegetación, con el cual se procede a resolver el problema de asignación de tareas. En este caso ambos modelos se resuelven de forma desacoplada, ya que el modelo de asignación tiene como parámetro de sensibilidad los costos de implementación del plan de podas, los cuales no intervienen en el modelo descrito en la fase 1.

La optimización del modelo de asignación de tareas:

$$\min \text{ COSTOS} = \sum_{t=1}^T \sum_{c=1}^{NCua} \sum_{i=1}^{NS} [C_{man}(i, c, t) \cdot l(i) \cdot \chi(i, c, t)] \quad (3.26)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{NS} \chi(i, c, t) \cdot l(i) - L_{emp}(t) \leq 0 \quad \text{para } c = 1, \dots, NCua \quad t = 1, \dots, T \quad (3.27)$$

$$\sum_{c=1}^{NC} \chi(i, c, t) = \gamma(i, t) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad \text{y } t = 1, \dots, T \quad (3.28)$$

Donde

$NCua$	Numero de cuadrillas para ejecutar el plan de podas en cada sub periodo t
$\chi(i, c, t)$	Variable de decisión binaria, donde 1 significa que la cuadrilla c realiza mantenimiento en el tramo i para el sub periodo t y 0 que no se realiza.
$C_{man}(i, c, t)$	Costo de la cuadrilla c para realizar mantenimiento de la vegetación en la sección i para el sub periodo t . [\$]

Las ecuación (3.27) es una restricción operativa similar a (3.21) en donde se limitan los metros lineales de vegetación que cada cuadrilla puede intervenir. La multiplicación de los términos $\chi(i, c, t) \cdot l(i)$ indica el incremento de la longitud intervenida cada vez que $\chi(i, c, t) = 1$; en caso contrario $\chi(i, c, t) = 0$, no se adicionan metros lineales ya que esta variable indica los tramos que deben ser podados y la cuadrilla asignada para realizar la tarea. El término $L_{emp}(t)$ limita la cantidad permitida en metros lineales de poda en cada sub periodo t , la cual puede ser variable dependiendo de la época del año y recursos económicos disponibles.

La ecuación (3.28) es la restricción que acopla los modelos ya que al igualar las variables binarias $\chi(i, c, t)$ y $\gamma(i, t)$ para cada tramo de la red y sub periodo t , se garantiza que la asignación de tareas este conforme al plan de podas, y solamente se asigne mantenimiento de la vegetación cuando el tramo de la red lo requiere.

3.2.2 Modelo 2: Optimización de la energía no servida y de los costos de implementación del plan de podas

En este modelo se obtiene un plan de podas, minimizando el NENS y costo de implementación.

$$\begin{aligned} \min \left((1 - K) \cdot C_E \cdot \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{NS} [U(i, t)] \left(\sum_{i \in \Omega_{AA}} DP(i, t) \right) \right] (1 - \gamma(i, t)) \right) \\ + \left(K \cdot \sum_{t=1}^T \sum_{c=1}^{NCua} \sum_{i=1}^{NS} [C_{man}(i, c, t) \cdot l(i) \cdot \chi(i, c, t)] \right) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Sujeto a:

Ecuaciones 3.21 a 3.25 y 3.27 a 3.28

Donde

K Factor de proporcionalidad entre el valor [\$] de la energía no servida *NENS* y los costos de implementación del plan de podas [\$]

C_E Costo de la energía [\$/kW·h]

La ecuación (3.29) integra las ecuaciones (3.20) y (3.26) en un modelo monobjetivo expresado en unidades monetarias, teniendo en consideración el costo asociado al NENS y costo de implementación del plan de podas.

El factor de proporcionalidad K evita que uno de los términos expuestos en la ecuación (3.29) absorba matemáticamente al otro haciendo que sean comparables uno respecto al otro. Este factor se describe en la ecuación (3.30):

$$K = \frac{\text{Costo promedio de la energía no servida [\$]}}{\text{Costo promedio de implementación del plan de podas [\$]}} \quad (3.30)$$

3.2.3 Modelo 3: Optimización de los costos de implementación del plan de podas

En este caso se plantea la optimización del modelo expuesto en la ecuación (3.26), acotando la solución del problema al tener en cuenta las restricciones operativas, de regulación y control de crecimiento de la vegetación descrita en 1.2.1. De esta manera la función objetivo se representa en (3.31)

$$\min \quad (3.26)$$

Sujeto a:

Ecuaciones 3.21 a 3.25 y 3.27 a 3.28

Una vez se obtiene la solución del problema bajo las condiciones de este modelo, se procede a calcular el NENS, de acuerdo a (3.20).

3.2.4 Modelo 4: Frente de soluciones no dominadas, nivel energía no servida vs costos de implementación del plan de podas

En este caso es necesario recurrir al modelo planteado en 1.2.1 minimizando el NENS e introducir una nueva restricción que controla costo de implementación, en adelante *CI* como se muestra en la ecuación 3.31. A través de un proceso iterativo,

el cual se expone en la Figura 3.14 se obtiene el frente de soluciones no dominadas que muestra dos objetivos en conflicto: Nivel de energía no servida vs costos de implementación del plan de podas (Figura 3.15).

El modelo que se debe resolver:

$$\min \quad (3.20)$$

Sujeto a:

Ecuaciones 3.21 a 3.25 y 3.27 a 3.28

$$\sum_{t=1}^T \sum_{c=1}^{NCua} \sum_{i=1}^{NS} [C_{man}(i, c, t) \cdot l(i) \cdot \chi(i, c, t)] \leq CI_{disp} \quad (3.31)$$

La metodología utilizada para resolver el problema planteado es la épsilon-Constrained [51], la cual consiste en convertir un modelo multi-objetivo en mono-objetivo, escogiendo una función objetivo como principal (En este caso NENS) y configurar las demás funciones objetivo como restricciones, para el este caso, el costo de implementación CI.

Donde CI_{disp} es el Costo de Implementación disponible de la empresa para ejecutar las labores de poda en el periodo de planeamiento. En este caso, el modelo matemático 4 se apoya en las respuestas proporcionadas por el modelo 1 y 3. En el modelo 1 se obtiene un valor mínimo de NENS y a cambio el valor alto de CI. Por el contrario, en el modelo 3 se obtiene un valor mínimo en el costo de implementación CI con un valor grande de NENS. De este modo se tiene un valor máximo y mínimo de NENS y CI. Posteriormente se ejecuta el modelo 4 para diferentes valores de CI, que se encuentren dentro del rango de valores máximos y mínimos proporcionados por los modelos 1 y 3. De esta forma, el modelo 4 hace parte de un proceso iterativo que construye un conjunto de soluciones no dominadas, en el cual se representa el conflicto de intereses entre el NENS y el CI. Este proceso se representa de forma gráfica en la Figura 3.14.

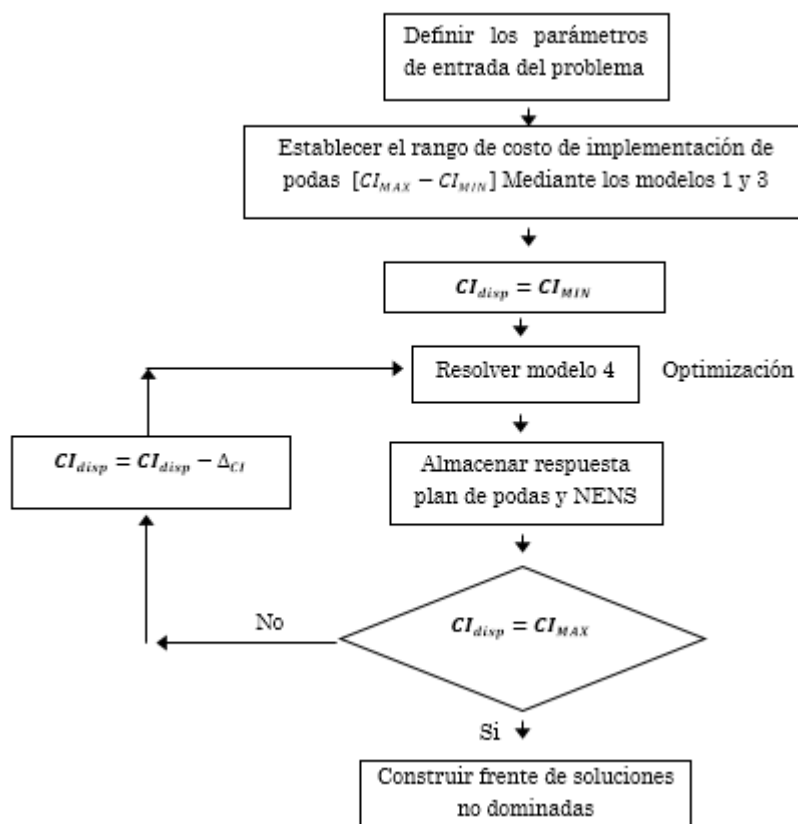


Figura 3.14 Proceso iterativo para construir el frente de soluciones no dominadas.

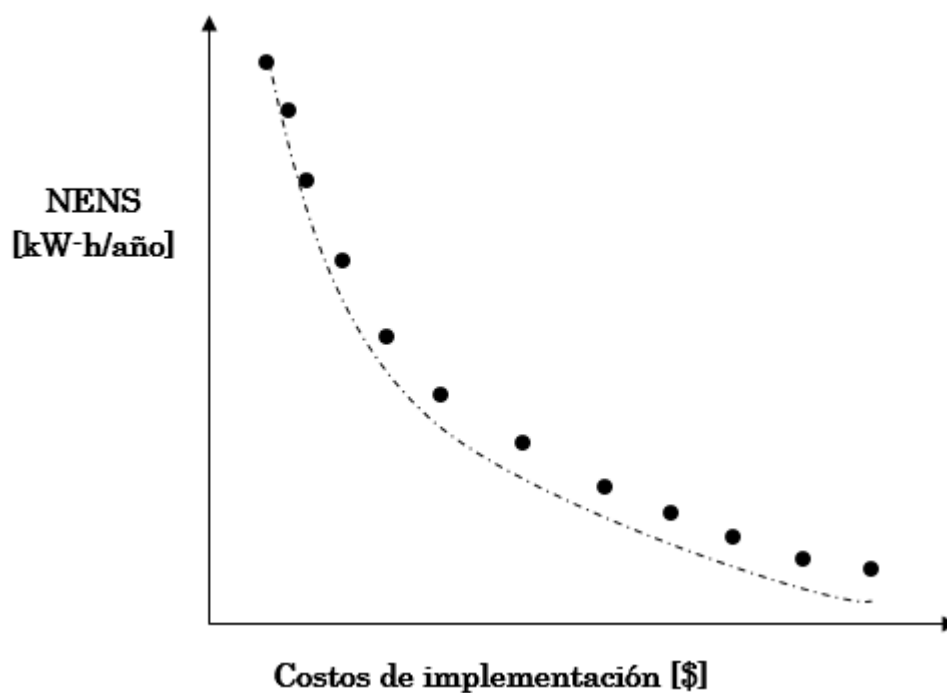


Figura 3.15 Conjunto de soluciones no dominadas (NENS vs CI)

3.3 Solución del modelo matemático

Para solucionar los modelos matemáticos planteados anteriormente se uso el programa de simulación y modelamiento matemático GAMS (General Algebraic Modeling System).

En este caso el modelo matemático plantea un problema de programación no lineal entero mixto el cual involucra expresiones no lineales con variables continuas y discretas. Para la solución del problema, se usa el solver DICOPT (Discrete and Continuous Optimizer), el cual fue desarrollado por J. Viswanathan e Ignacio E. Grossmann en el Centro de Investigación de Diseño de Ingeniería de Carnegie Mellon University (EDRC). El programa se basa en las extensiones del algoritmo de aproximación externa para la estrategia de relajación de igualdad. El algoritmo de programación no lineal entero mixto dentro de DICOPT resuelve una serie de problemas de programación no lineal (NLP) y sub-problemas de programación entera mixta (MIP). Estos sub-problemas pueden resolverse utilizando cualquier solver de programación no lineal o solución de programación entera mixta que ejecuta el GAMS [52].

4. CASOS DE PRUEBA Y RESULTADOS

A partir de los modelos matemáticos definidos en 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 y 3.2.4, se plantean dos sistemas de prueba (Uno ficticio y otro real), los cuales contienen todos los valores y variables establecidas en los modelos. Se solucionan de acuerdo a lo planteado en 3.3 para encontrar soluciones que optimicen:

- Energía no servida
- Costos de implementación del plan de podas

4.1 Sistema de prueba 1

Es un sistema de distribución eléctrico ficticio de 19 tramos de red (Figura 4.1), en el cual cada tramo de red o sección i contiene la respectiva tasa de falla $\lambda_{falla}(i, t)$ para cada sub periodo $t = 1, 2, 3, 4$ (En este caso cada sub periodo de tiempo es un trimestre), también se consideran los valores de indisponibilidad $U(i, t)$, demanda promedio $DP(i, t)$, longitud de cada tramo de la red $l(i)$, número de consumidores $NC(i)$, tasas de crecimiento y el tiempo desde la última poda. (Tabla 4.1, Tabla 4.2, Tabla 4.3, Tabla 4.4).

Para los costos de mantenimiento de cada cuadrilla c en el tramo de red i , en el sub periodo t ($C_{man}(i, c, t)$) se considera la longitud cada de tramo $l(i)$ Por otro lado, estos costos varían de acuerdo a la época del año tomando como referencia para $t1$ 100 \$/m, para $t2$ 120 \$/m, para $t3$ 110 \$/m y $t4$ 140 \$/m. Respecto a las cuadrillas, un total de tres grupos de trabajo $c = 1, 2, 3$ estarán a cargo de las labores de poda de vegetación (Tabla 4.5, Tabla 4.6, Tabla 4.7, Tabla 4.8).

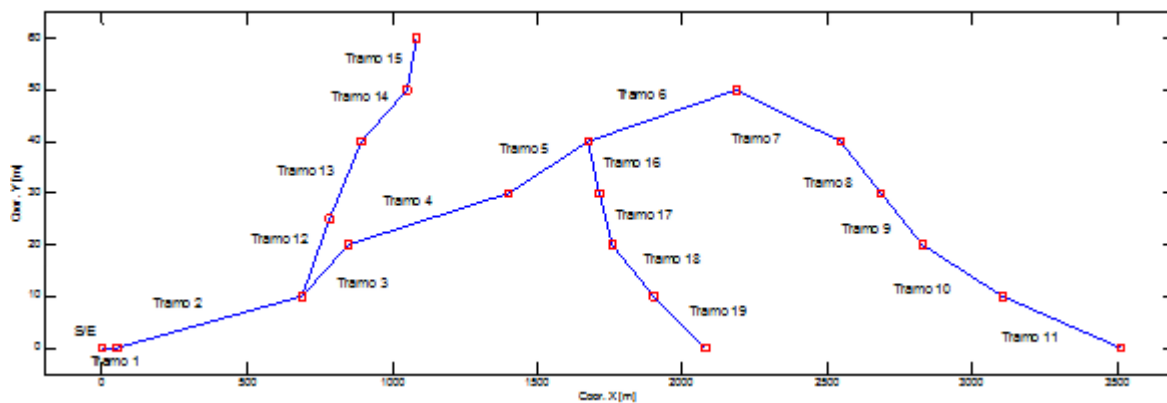


Figura 4.1 Esquema del sistema de 19 tramos de red, caso de prueba 1

Tabla 4.1 Tasas de falla, longitud y número de consumidores

Nodos		Tramos de red i	Tasa Falla $t1$	Tasa Falla $t2$	Tasa. Falla $t3$	Tasa. Falla $t4$	Longitud tramo [m] $l(i)$	Numero Consumidores $NC(i)$
Inicio	Llegada		$\lambda_{falla}(i, 1)$	$\lambda_{falla}(i, 2)$	$\lambda_{falla}(i, 3)$	$\lambda_{falla}(i, 4)$		
1	2	1	0.0888	0.0888	0.0888	0.0888	52.2300	16
2	3	2	1.0812	1.0812	1.0812	1.0812	636.0000	7
3	4	3	0.2776	0.2776	0.2776	0.2776	163.2800	19

Nodos		Tramos de red i	Tasa Falla t1	Tasa Falla t2	Tasa. Falla t3	Tasa. Falla t4	Longitud tramo [m] $l(i)$	Numero Consumidores $NC(i)$
Inicio	Llegada		$\lambda_{falla}(i, 1)$	$\lambda_{falla}(i, 2)$	$\lambda_{falla}(i, 3)$	$\lambda_{falla}(i, 4)$		
4	5	4	0.9398	0.9398	0.9398	0.9398	552.8100	16
5	6	5	0.4602	0.4602	0.4602	0.4602	270.7000	14
6	7	6	0.8687	0.8687	0.8687	0.8687	510.9800	20
7	8	7	0.6147	0.6147	0.6147	0.6147	361.5600	21
8	9	8	0.2392	0.2392	0.2392	0.2392	140.7000	12
9	10	9	0.2412	0.2412	0.2412	0.2412	141.9100	15
10	11	10	0.4681	0.4681	0.4681	0.4681	275.3400	18
11	12	11	0.6923	0.6923	0.6923	0.6923	407.2600	24
3	13	12	0.1648	0.1648	0.1648	0.1648	96.9300	11
13	14	13	0.1902	0.1902	0.1902	0.1902	111.8700	22
14	15	14	0.2686	0.2686	0.2686	0.2686	158.0000	14
15	16	15	0.0570	0.0570	0.0570	0.0570	33.5000	19
6	17	16	0.0684	0.0684	0.0684	0.0684	40.2200	11
17	18	17	0.0805	0.0805	0.0805	0.0805	47.3700	19
18	19	18	0.2438	0.2438	0.2438	0.2438	143.4400	16
19	20	19	0.3016	0.3016	0.3016	0.3016	177.3900	13

Tabla 4.2 Indisponibilidad de cada tramo de red i en el subperiodo t

Nodos		Tramos de red i	Indisponibilidad de cada tramos de red i [año]			
Inicio	Llegada		$U(i, t1)$	$U(i, t2)$	$U(i, t3)$	$U(i, t4)$
1	2	1	0.0000152	0.0000152	0.0000152	0.0000152
2	3	2	0.0001851	0.0001851	0.0001851	0.0001851
3	4	3	0.0000475	0.0000475	0.0000475	0.0000475
4	5	4	0.0001609	0.0001609	0.0001609	0.0001609
5	6	5	0.0000788	0.0000788	0.0000788	0.0000788
6	7	6	0.0001487	0.0001487	0.0001487	0.0001487
7	8	7	0.0001052	0.0001052	0.0001052	0.0001052
8	9	8	0.0000410	0.0000410	0.0000410	0.0000410
9	10	9	0.0000413	0.0000413	0.0000413	0.0000413
10	11	10	0.0000802	0.0000802	0.0000802	0.0000802
11	12	11	0.0001186	0.0001186	0.0001186	0.0001186
3	13	12	0.0000282	0.0000282	0.0000282	0.0000282
13	14	13	0.0000326	0.0000326	0.0000326	0.0000326
14	15	14	0.0000460	0.0000460	0.0000460	0.0000460
15	16	15	0.0000098	0.0000098	0.0000098	0.0000098
6	17	16	0.0000117	0.0000117	0.0000117	0.0000117
17	18	17	0.0000138	0.0000138	0.0000138	0.0000138
18	19	18	0.0000418	0.0000418	0.0000418	0.0000418
19	20	19	0.0000516	0.0000516	0.0000516	0.0000516

Tabla 4.3 Demanda promedio de cada tramo de red i en el subperiodo t

Nodos		Tramos de red i	Demanda promedio de cada tramo de red i [kW·h]			
Inicio	Llegada		$DP(i, t1)$	$DP(i, t2)$	$DP(i, t3)$	$DP(i, t4)$
1	2	1	1633.8000	1715.4900	1601.1240	1731.8280
2	3	2	793.2000	832.8600	777.3360	840.7920
3	4	3	897.9000	942.7950	879.9420	951.7740
4	5	4	1084.8000	1139.0400	1063.1040	1149.8880
5	6	5	2566.8000	2695.1400	2515.4640	2720.8080
6	7	6	656.4000	689.2200	643.2720	695.7840
7	8	7	1072.2000	1125.8100	1050.7560	1136.5320
8	9	8	1434.3000	1506.0150	1405.6140	1520.3580
9	10	9	2671.2000	2804.7600	2617.7760	2831.4720
10	11	10	791.7000	831.2850	775.8660	839.2020
11	12	11	1406.4000	1476.7200	1378.2720	1490.7840
3	13	12	1947.0000	2044.3500	1908.0600	2063.8200
13	14	13	2955.0000	3102.7500	2895.9000	3132.3000
14	15	14	525.9000	552.1950	515.3820	557.4540
15	16	15	2920.8000	3066.8400	2862.3840	3096.0480
6	17	16	2622.9000	2754.0450	2570.4420	2780.2740
17	18	17	1097.7000	1152.5850	1075.7460	1163.5620
18	19	18	1727.4000	1813.7700	1692.8520	1831.0440
19	20	19	2800.2000	2940.2100	2744.1960	2968.2120

Tabla 4.4 Tasas de crecimiento y tiempo transcurrido desde la última poda

Nodos		Tramos de red i	Tasas de crecimiento [m/año]				ultima poda [años]
Inicio	Inicio		$\lambda_{crec}(i, t1)$	$\lambda_{crec}(i, t2)$	$\lambda_{crec}(i, t3)$	$\lambda_{crec}(i, t4)$	
1	2	1	0.8033	1.0277	0.7532	0.9834	0.25
2	3	2	0.5776	0.9841	0.6104	1.1759	0.25
3	4	3	0.6862	1.0669	0.8905	0.9600	0.50
4	5	4	0.6792	1.1213	0.5870	1.1333	0.75
5	6	5	0.8262	1.0117	0.6550	0.9043	1.00
6	7	6	0.6225	0.9700	0.8891	1.0574	0.25
7	8	7	0.8393	1.0977	0.6639	0.9926	1.00
8	9	8	0.5940	1.0438	0.5103	1.0073	0.50
9	10	9	0.8980	1.2382	0.8142	0.9216	0.25
10	11	10	0.6974	1.0641	0.7199	0.9115	0.25
11	12	11	0.5694	1.0497	0.6094	1.0240	0.75
3	13	12	0.6035	1.1131	0.5410	1.1945	0.75
13	14	13	0.6869	0.9710	0.6336	1.2247	0.25
14	15	14	0.8080	1.1819	0.5774	1.1690	0.50
15	16	15	0.5046	1.2487	0.5941	1.0752	0.50
6	17	16	0.5259	0.9401	0.7830	1.1187	0.25

Nodos		Tramos de red i	Tasas de crecimiento [m/año]				ultima poda [años]
Inicio	Inicio		$\lambda_{crec}(i, t1)$	$\lambda_{crec}(i, t2)$	$\lambda_{crec}(i, t3)$	$\lambda_{crec}(i, t4)$	
17	18	17	0.6573	1.1953	0.6493	0.9872	0.75
18	19	18	0.5047	1.1100	0.6126	1.1023	0.25
19	20	19	0.8006	1.2275	0.5219	1.0791	0.50

Tabla 4.5 Costo de mantenimiento de la vegetación en el primer subperiodo

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t1$ [\$/m]		
	$C_{man}(i, 1, t1)$	$C_{man}(i, 2, t1)$	$C_{man}(i, 3, t1)$
1	108.0567	101.2217	108.1785
2	137.9056	114.5093	133.2994
3	143.5556	115.8760	144.7195
4	117.5388	132.6845	125.8279
5	134.2768	147.8468	135.1351
6	114.7074	146.7865	107.6795
7	126.5315	122.8943	147.6729
8	141.6212	112.0239	127.0442
9	129.8745	138.1949	133.9867
10	116.7656	137.9664	101.8282
11	114.9613	137.0324	140.4602
12	122.6296	137.1844	137.4309
13	121.1323	105.2960	106.0094
14	117.9803	134.0780	126.2523
15	127.9160	123.1630	116.2917
16	137.1273	110.6082	127.3225
17	121.2167	104.9259	119.944
18	121.4678	141.1787	120.7547
19	106.2436	108.7505	109.0369

Tabla 4.6 Costo de mantenimiento de la vegetación en el segundo subperiodo

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t2$ [\$/m]		
	$C_{man}(i, 1, t2)$	$C_{man}(i, 2, t2)$	$C_{man}(i, 3, t2)$
1	135.3232	143.4457	128.5312
2	121.2321	168.9684	121.5081
3	175.4205	139.0457	145.2667
4	159.2220	168.8724	131.0460
5	175.9568	167.3444	163.5465
6	129.8107	171.1358	142.2218
7	175.2658	150.3382	170.4936
8	167.6795	158.1397	164.0538
9	154.6437	177.0537	154.2616
10	146.4021	146.6378	130.6113

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t2$ [\$/m]		
	$C_{man}(i, 1, t2)$	$C_{man}(i, 2, t2)$	$C_{man}(i, 3, t2)$
11	135.4568	123.6011	177.4430
12	165.1168	172.0050	135.9193
13	133.7202	157.8713	175.4749
14	123.8512	141.3044	133.4262
15	166.0398	179.8202	142.4138
16	160.2721	133.4503	125.2500
17	162.9128	159.1471	158.4070
18	158.5236	156.2994	130.8370
19	145.1429	143.2347	122.7031

Tabla 4.7 Costo de mantenimiento de la vegetación en el tercer subperiodo

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t3$ [\$/m]		
	$C_{man}(i, 1, t3)$	$C_{man}(i, 2, t3)$	$C_{man}(i, 3, t3)$
1	149.7745	164.2357	115.8818
2	129.1091	111.6496	143.9044
3	146.3339	139.4615	161.6814
4	131.1128	114.7892	129.4951
5	144.5041	154.1150	132.5846
6	111.1907	164.4030	164.1392
7	160.0813	113.6820	162.0069
8	154.0307	161.6669	147.2155
9	151.0216	110.9998	164.3566
10	154.7212	147.6111	152.1757
11	131.0818	153.1055	128.5185
12	143.9504	139.3776	146.4310
13	141.6522	158.6948	123.4291
14	139.1528	159.4453	126.2529
15	125.1288	144.4266	147.4098
16	123.6746	117.5828	139.0316
17	134.8401	121.9791	132.6376
18	122.5242	120.0178	143.1451
19	154.2447	112.3001	151.2786

Tabla 4.8 Costo de mantenimiento de la vegetación en el cuarto subperiodo

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t4$ [\$/m]		
	$C_{man}(i, 1, t4)$	$C_{man}(i, 2, t4)$	$C_{man}(i, 3, t4)$
1	180.8473	140.6862	152.7559
2	178.6255	199.0249	146.9367
3	180.8499	204.5632	174.2835
4	175.8274	193.9668	153.5272
5	145.7815	142.9862	202.7124
6	190.3699	166.4730	146.9363
7	209.7309	189.3038	143.0916
8	164.8174	191.0659	179.0107
9	207.9881	155.6994	194.0747
10	164.2514	158.8338	161.8358
11	202.0581	187.1122	152.5288
12	171.8286	173.4245	163.7269
13	168.9399	183.6601	154.7102
14	155.2412	156.5511	175.7107
15	148.7958	152.3987	203.4455
16	161.6240	198.0750	184.0247
17	190.8273	193.6845	147.1074
18	194.8010	205.4135	167.3598
19	188.5651	147.5522	143.8232

Otros parámetros que se consideran en el desarrollo de los modelos son descritos, los cuales son constantes a largo del periodo de planeamiento:

$NCT = 307$ Número total de consumidores de la red.

$SAIFI_{max} = 3$ Cantidad máxima permitida de suspensiones del servicio de energía [Fallas/Usuario]

$NP = 1$ Numero de podas permitidas al año en una sección.

$L_{emp}(t) = 3500$ Longitud de poda permitida o máxima en el subperiodo t . [m]

$PVP = 75$ Porcentaje de violación de la zona de seguridad mínimo permitido [%]

$D_{min} = 1.5$ Distancia mínima permitida entre las líneas aéreas de distribución y la vegetación. [m]

$C_E = 320$ Costo de la energía [\$/kW-h]

$K = 0.315$ Factor de proporcionalidad entre el valor [\$] del *NENS* y los costos de implementación del plan de podas [\$]

4.1.1 Resultados Modelo 1: Optimización de la energía no servida (Sistema de prueba 1)

La solución de este modelo plantea una respuesta con el mejor NENS de acuerdo a los parámetros (λ_{falla} , λ_{crec} , DP) establecidos anteriormente y condiciones propias del sistema eléctrico. El plan de mantenimiento de podas o cronograma de actividades relacionado a esta solución se muestra en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9 Cronograma de actividades-Modelo 1

Tramos de red		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Periodo	t_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
	t_3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_4	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0

Debido a que las tasas de falla (Tabla 4.1) son crecientes a lo largo del periodo de planeamiento y en especial en los periodos 2 y 4, las actividades de mantenimiento se ejecutaran en estos periodos, presentándose 4 intervenciones en segundo periodo y 15 intervenciones en el cuarto periodo, de esta manera se obtiene un NENS mínimo sin violar las restricciones operativas y regulatorias planteadas.

La ejecución del plan de mantenimiento por parte de las cuadrillas operativas o grupos de trabajo c_1, c_2, c_3 se describe en Tabla 4.10 y Tabla 4.11.

Tabla 4.10 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 1

Tramos de red		5	7	17	19
Cuadrillas Periodo 2	c_1	0	1	0	0
	c_2	0	0	0	0
	c_3	1	0	1	1

Tabla 4.11 Asignación de actividades durante el trimestre 4- Modelo 1

Tramos de red		1	2	3	4	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	18
Cuadrillas Periodo 4	c_1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	1	0
	c_2	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1
	c_3	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0

De acuerdo a la ejecución del plan de mantenimiento de la vegetación las cuadrillas c_1, c_2, c_3 realizan 5, 8 y 6 respectivamente labores de mantenimiento cumpliendo la restricción de capacidad operativa.

Tabla 4.12 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 1

NENS caso base [kWh/ año]	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación [COP\$]
63.9029	47.3661	652210.02

El caso base corresponde a la situación en la cual no se hace poda en ningún tramo de red durante el periodo de planeamiento, el plan de mantenimiento de la vegetación expuesto en la Tabla 4.9 implica una reducción en el NENS del 22.88%.

4.1.2 Resultado Modelo 2: Optimización de la energía no servida y de los costos de implementación del plan de podas (Sistema de prueba 1)

La solución de este modelo plantea una respuesta equilibrada desde una perspectiva de mejora de confiabilidad a un costo de favorable. El plan de mantenimiento de podas u cronograma de actividades relacionado a esta solución se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Cronograma de actividades-Modelo 2

Tramos de red		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Periodo	t_1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1
	t_2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Debido a que los costos de mantenimiento de vegetación (Tabla 4.5 a la Tabla 4.8) son crecientes a lo largo del periodo de planeamiento, las actividades de mantenimiento se ejecutaran en su mayoría en el primer periodo, presentándose 13 intervenciones en el primer periodo, 2 intervenciones en el segundo periodo y 1 intervención en el tercero, de esta manera se obtiene un NENS mayor con relación al obtenido en el desarrollo de modelo 1, pero con un costo de implementación menor sin violar las restricciones operativas y regulatorias planteadas.

La ejecución del plan de mantenimiento por parte de las cuadrillas operativas o grupos de trabajo c_1, c_2, c_3 se describe en Tabla 4.14 a la Tabla 4.16.

Tabla 4.14 Asignación de actividades durante el trimestre 1-Modelo 2

Tramos de red		1	3	5	7	8	11	12	13	14	15	16	17	19
Cuadrillas Periodo 1	c_1	0	0	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1
	c_2	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	0
	c_3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0

Tabla 4.15 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 2

Tramos de red		2	4
Cuadrillas Periodo 2	c_1	1	0
	c_2	0	0
	c_3	0	1

Tabla 4.16 Asignación de actividades durante el trimestre 3-Modelo 2

Tramos de red		9
Cuadrillas Periodo 3	c_1	0
	c_2	1
	c_3	0

De acuerdo a la ejecución del plan de mantenimiento de la vegetación la cuadrilla 2 (c_2) es la que más realiza actividades de mantenimiento con 8 intervenciones, mientras que c_1, c_3 realizan 6 y 2 intervenciones de mantenimiento respectivamente cumpliendo la restricción de capacidad operativa.

Tabla 4.17 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 2

NENS caso base [kWh/ año]	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación [COP\$]
63.9029	49.4049	407337.68

El caso base corresponde a la situación en la cual no se hace poda en ningún tramo de red durante el periodo de planeamiento, el plan de mantenimiento de la vegetación expuesto en la Tabla 4.13 implica una reducción en el NENS del 22.69%.

4.1.3 Resultados Modelo 3: Optimización de los costos de implementación del plan de podas (Sistema de prueba 1)

La solución de este modelo plantea una respuesta con el mejor costo de implementación de acuerdo a los parámetros (λ_{falla} , λ_{crec} , DP) establecidos anteriormente y condiciones propias del sistema eléctrico. El plan de mantenimiento de podas o cronograma de actividades relacionado a esta solución se muestra en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18 Cronograma de actividades-Modelo 3

[illegible]

Debido a que los costos de mantenimiento de vegetación (Tabla 4.5 a la Tabla 4.8) son crecientes a lo largo del periodo de planeamiento, las actividades de mantenimiento se ejecutaran en su mayoría en el primer periodo, presentándose 11 intervenciones en el primer periodo, 1 intervención en el segundo periodo y 1 intervención en el tercero, de esta manera se obtiene el mayor NENS con el menor costo de implementación, esto con relación a lo obtenido en el desarrollo de los modelo 1 y 2, sin violar las restricciones operativas y regulatorias planteadas.

La ejecución del plan de mantenimiento por parte de las cuadrillas operativas o grupos de trabajo c_1, c_2, c_3 se describe en Tabla 4.19 a la Tabla 4.21. Tabla 4.14.

Tabla 4.19 Asignación de actividades durante el trimestre 1-Modelo 3

Tramos de red	2	3	4	5	7	8	11	12	13	14	17
Cuadrillas Periodo 1	c_1	0	0	1	1	0	1	0	0	1	1
	c_2	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
	c_3	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0

Tabla 4.20 Asignación de actividades durante el trimestre 2-Modelo 3

Tramos de red		19
Cuadrillas Periodo 2	c_1	0
	c_2	0
	c_3	1

Tabla 4.21 Asignación de actividades durante el trimestre 3-Modelo 3

Tramos de red		15
Cuadrillas Periodo 3	c_1	0
	c_2	1
	c_3	0

De acuerdo a la ejecución del plan de mantenimiento de la vegetación la cuadrilla 1 (c_1) es la que más realiza actividades de mantenimiento con 6 intervenciones, mientras que c_2, c_3 realizan 3 y 4 intervenciones de mantenimiento respectivamente cumpliendo la restricción de capacidad operativa.

Tabla 4.22 Resultados propuesta de mantenimiento- Modelo 3

NENS caso base [kWh/ año]	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación[COP\$]
63.9029	50.6103	340251.89

El caso base corresponde a la situación en la cual no se hace poda en ningún tramo de red durante el periodo de planeamiento, el plan de mantenimiento de la vegetación expuesto en la Tabla 4.18 implica una reducción en el NENS del 20.80%.

4.1.4 Resultados Modelo 4- caso de prueba 1: Frente de soluciones no dominadas. Energía no servida vs costos de implementación.

El desarrollo de este modelo plantea un procedimiento completo e incluyente de los demás modelos matemáticos, presentando los resultados en un frente de soluciones no dominado. De esta manera, es necesario en primera instancia ejecutar los modelos 1 y 3, para encontrar las soluciones correspondientes a un valor máximo de NENS con un costo de implementación CI bajo, y un valor máximo de costo de implementación CI con un NENS mínimo. Estas soluciones son los extremos del frente no dominado (Figura 4.2).

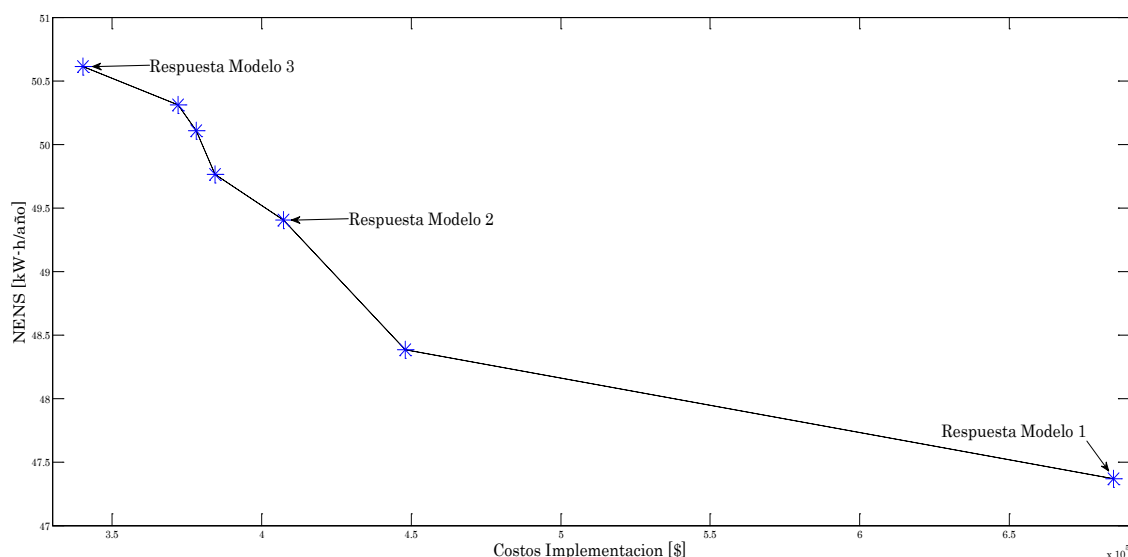


Figura 4.2 Frente de soluciones no dominadas (Sistema de prueba 1)

En la Tabla 4.23 Alternativas de solución con $NP=1$ para el sistema de prueba 1, se consignan los valores de NENS y costo de implementación CI de las propuestas resultantes de mantenimiento y de acuerdo a las metas de confiabilidad que se deseen obtener y el presupuesto asignado para la ejecución de actividades de mantenimiento se escoge la alternativa a implementar.

Tabla 4.23 Alternativas de solución con $NP=1$ para el sistema de prueba 1

Alternativa	Costo de Implementación[COP\$]	NENS [kWh/año]
1	684824.98	47.3661
2	448034.16	48.3833
3	407337.68	49.4049
4	384351.14	49.7624
5	378060.51	50.1045
6	372055.61	50.3116
7	340251.89	50.6103

4.2 Sistema de prueba 2

Es un sistema de distribución eléctrico aéreo real de 34.5 kV el cual puede ser consultado al autor (Figura 4.3), en donde cada tramo de red i contiene la respectiva tasa de falla $\lambda_{falla}(i, t)$ obtenida de [45] para cada sub periodo $t = 1, 2, 3, 4$ (En este caso cada sub periodo de tiempo es un trimestre), dichas tasas son crecientes a medida que transcurre el periodo de planeamiento (Tabla 4.25), además de incluir la longitud de cada tramo de la red $l(i)$ y el número de consumidores $NC(i)$. Esta perspectiva obedece a que las tasas de fallas pueden ajustarse a un proceso de Poisson no homogéneo. También se consideran los valores de indisponibilidad $U(i, t)$ (Tabla 4.26), demanda promedio $DP(i, t)$ (Tabla 4.27), tasas de crecimiento y el tiempo desde la última poda (Tabla 4.28).

Para los costos de mantenimiento de cada cuadrilla c para el sub periodo t en el tramo de red i , $(C_{man}(i, c, t))$ se considera lo expuesto en la Tabla 4.24 y se expresan en función de la longitud cada de tramo $l(i)$. Por otro lado, estos costos son constantes en todo el periodo de planeamiento, estos son mostrados en la Tabla 4.29 y consideran a longitud cada de tramo $l(i)$. Respecto al número de cuadrillas, se realizara el análisis empleando (3) tres grupos de trabajo $c = 1, 2, 3$) los cuales estarán a cargo de las labores de poda de vegetación.

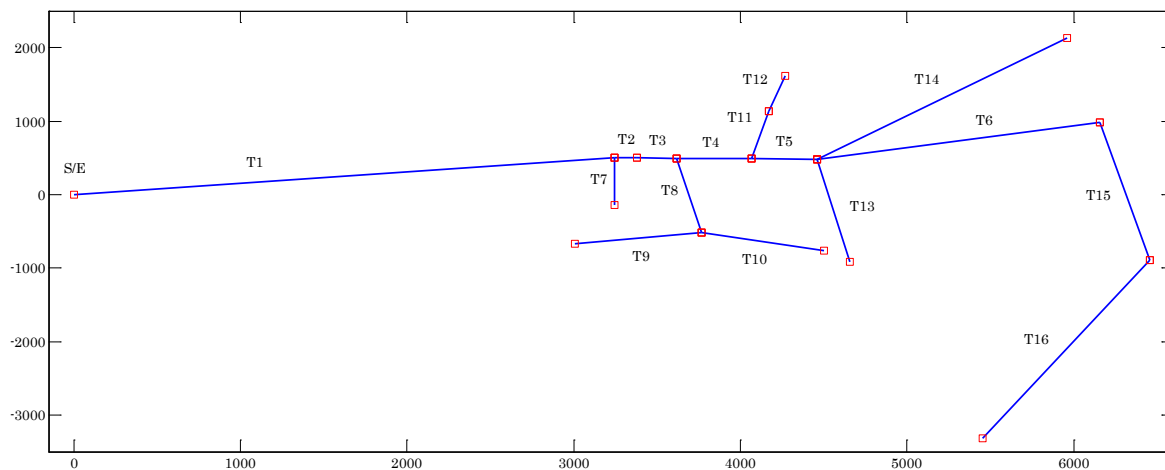


Figura 4.3 Esquema del sistema de 16 tramos de red, caso de prueba 2

Tabla 4.24 Calculo de los costos de mantenimiento de la vegetación

Personal Cuadrilla	Costo Mensual [COP\$]	Valor día [COP\$]
Ingeniero Electricista	3985200.00	199260.00
Ingeniero Forestal	2656800.00	132840.00
Técnico Electricista 1 (Linero Podador)	2656800.00	132840.00
Técnico Electricista 2 (Linero Podador)	2656800.00	132840.00
Operario Forestal	2125440.00	106272.00

Personal Cuadrilla	Costo Mensual [COP\$]	Valor día [COP\$]
Gastos de Transporte	6400000.00	320000.00
Costos total cuadrilla por día [COP\$]		1024052.00
Capacidad Operativa de una cuadrilla [m/día]		500
Costo mantenimiento [COP\$/m]		2048.10

Tabla 4.25 Tasas de falla, longitud y número de consumidores de cada tramo-Caso de prueba 2

Nodos		Tramos de red i	Tasa Falla t1	Tasa Falla t2	Tasa. Falla t3	Tasa. Falla t4	Longitud tramo [m] $l(i)$	Numero Consumidores $NC(i)$
Inicio	Llegada		$\lambda_{falla}(i, 1)$	$\lambda_{falla}(i, 2)$	$\lambda_{falla}(i, 3)$	$\lambda_{falla}(i, 4)$		
1	2	1	3.2161	3.5538	3.9270	4.3393	3285	2
2	3	2	0.1443	0.1594	0.1761	0.1946	134	1
3	4	3	0.3988	0.4406	0.4869	0.5380	240	1
4	5	4	0.9890	1.0929	1.2076	1.3344	450	2
5	6	5	0.0111	0.0122	0.0135	0.0149	389	3
6	7	6	1.7740	1.9603	2.1661	2.3936	1768	7
2	8	7	0.1866	0.2062	0.2279	0.2518	144	4
4	9	8	0.9037	0.9985	1.1034	1.2192	536	2
9	10	9	0.6479	0.7159	0.7911	0.8742	778	1
9	11	10	0.2858	0.3158	0.3489	0.3855	773	1
5	12	11	1.2194	1.3474	1.4889	1.6452	640	2
12	13	12	1.0438	1.1534	1.2746	1.4084	497	3
6	14	13	2.7112	2.9959	3.3104	3.6580	1405	7
6	15	14	1.3429	1.4839	1.6397	1.8119	1889	21
7	16	15	2.6039	2.8773	3.1794	3.5133	1902	9
16	17	16	1.1132	1.2301	1.3592	1.5019	2514	4

Tabla 4.26 Indisponibilidad y demanda de cada tramo de red-Caso de prueba 2

Nodos		Tramos de red i	Indisponibilidad de cada tramos de red i [año]				Demanda [kW]
Inicio	Llegada		$U(i, t1)$	$U(i, t2)$	$U(i, t3)$	$U(i, t4)$	
1	2	1	0.000734	0.000811	0.000897	0.000991	318.25
2	3	2	0.000033	0.000036	0.000040	0.000044	102.60
3	4	3	0.000091	0.000101	0.000111	0.000123	61.75
4	5	4	0.000226	0.000250	0.000276	0.000305	312.55
5	6	5	0.000003	0.000003	0.000003	0.000003	848.35
6	7	6	0.000405	0.000448	0.000495	0.000546	1640.65
2	8	7	0.000043	0.000047	0.000052	0.000057	1224.55
4	9	8	0.000206	0.000228	0.000252	0.000278	352.45
9	10	9	0.000148	0.000163	0.000181	0.000200	92.15
9	11	10	0.000065	0.000072	0.000080	0.000088	68.40
5	12	11	0.000278	0.000308	0.000340	0.000376	133.00

Nodos		Tramos de red i	Indisponibilidad de cada tramos de red i [año]				Demanda [kW]
Inicio	Llegada		$U(i, t1)$	$U(i, t2)$	$U(i, t3)$	$U(i, t4)$	
12	13	12	0.000238	0.000263	0.000291	0.000322	475.95
6	14	13	0.000619	0.000684	0.000756	0.000835	1449.70
6	15	14	0.000307	0.000339	0.000374	0.000414	1759.40
7	16	15	0.000595	0.000657	0.000726	0.000802	1719.50
16	17	16	0.000254	0.000281	0.000310	0.000343	1294.85

Tabla 4.27 Demanda promedio de cada tramo de red-Caso de prueba 2

Nodos		Tramos de red i	Demanda promedio de cada tramo de red i [kW·h]			
Inicio	Llegada		$DP(i, t1)$	$DP(i, t2)$	$DP(i, t3)$	$DP(i, t4)$
1	2	1	878179.05	922088.00	851833.68	977413.28
2	3	2	283114.44	297270.16	274621.01	315106.37
3	4	3	170392.95	178912.60	165281.16	189647.35
4	5	4	862450.47	905572.99	836576.96	959907.37
5	6	5	2340936.99	2457983.84	2270708.88	2605462.87
6	7	6	4527209.61	4753570.09	4391393.32	5038784.30
2	8	7	3379023.27	3547974.43	3277652.57	3760852.90
4	9	8	972550.53	1021178.06	943374.01	1082448.74
9	10	9	254278.71	266992.65	246650.35	283012.20
9	11	10	188742.96	198180.11	183080.67	210070.91
5	12	11	367000.20	385350.21	355990.19	408471.22
12	13	12	1313336.43	1379003.25	1273936.34	1461743.45
6	14	13	4000302.18	4200317.29	3880293.11	4452336.33
6	15	14	4854888.36	5097632.78	4709241.71	5403490.74
7	16	15	4744788.30	4982027.72	4602444.65	5280949.38
16	17	16	3573009.09	3751659.54	3465818.82	3976759.12

Tabla 4.28 Tasas de crecimiento y tiempo transcurrido desde la última poda-Caso de prueba 2

Nodos		Tramos de red i	Tasas de crecimiento [m/año]				ultima poda [años]
Inicio	Inicio		$\lambda_{crec}(i, t1)$	$\lambda_{crec}(i, t2)$	$\lambda_{crec}(i, t3)$	$\lambda_{crec}(i, t4)$	
1	2	1	0.8033	1.0277	0.7532	0.9834	0.25
2	3	2	0.5776	0.9841	0.6104	1.1759	0.25
3	4	3	0.6862	1.0669	0.8905	0.9600	0.50
4	5	4	0.6792	1.1213	0.5870	1.1333	0.75
5	6	5	0.8262	1.0117	0.6550	0.9043	1.00
6	7	6	0.6225	0.9700	0.8891	1.0574	0.25
2	8	7	0.8393	1.0977	0.6639	0.9926	1.00
4	9	8	0.5940	1.0438	0.5103	1.0073	0.50
9	10	9	0.8980	1.2382	0.8142	0.9216	0.25
9	11	10	0.6974	1.0641	0.7199	0.9115	0.25

Nodos		Tramos de red i	Tasas de crecimiento [m/año]				ultima poda [años]
Inicio	Inicio		$\lambda_{cres}(i, t1)$	$\lambda_{cres}(i, t2)$	$\lambda_{cres}(i, t3)$	$\lambda_{cres}(i, t4)$	
5	12	11	0.5694	1.0497	0.6094	1.0240	0.75
12	13	12	0.6035	1.1131	0.5410	1.1945	0.75
6	14	13	0.6869	0.9710	0.6336	1.2247	0.25
6	15	14	0.8080	1.1819	0.5774	1.1690	0.50
7	16	15	0.5046	1.2487	0.5941	1.0752	0.50
16	17	16	0.5259	0.9401	0.7830	1.1187	0.25

Tabla 4.29 Costo de mantenimiento de la vegetación -Caso de prueba 2

Tramos de red i	Costos de mantenimiento en $t1$		
	$C_{man}(i, 1, t1)$	$C_{man}(i, 2, t1)$	$C_{man}(i, 3, t1)$
1	6728021.64	6391620.56	8073625.97
2	274445.936	260723.639	329335.123
3	491544.96	466967.712	589853.952
4	921646.8	875564.46	1105976.16
5	956054.947	836548.079	796712.456
6	4345257.45	3802100.27	3621047.87
7	294926.976	280180.627	353912.371
8	1097783.74	1042894.56	1317340.49
9	1593424.91	1513753.67	1912109.89
10	1583184.39	1504025.17	1899821.27
11	1310786.56	1245247.23	1572943.87
12	1017907.69	967012.304	1221489.23
13	3453103.34	3021465.43	2877586.12
14	4642642.15	4062311.88	3868868.46
15	4674592.57	4090268.5	3895493.81
16	6178720.15	5406380.13	5148933.46

Otros parámetros que se consideran en el desarrollo de los modelos son descritos a continuación:

$$NCT = 70$$

Número total de consumidores de la red.

$$SAIFI_{max} = 7$$

Cantidad máxima permitida de suspensiones del servicio de energía [Fallas/Usuario]

$$NP = 1$$

Numero de podas permitidas al año en una sección.

$$L_{emp}(t) = 10000$$

Longitud de poda permitida o máxima en el subperiodo t . [m]

$$PVP = 75$$

Porcentaje de violación de la zona de seguridad mínimo permitido [%]

$D_{min} = 1.5$	Distancia mínima permitida entre las líneas aéreas de distribución y la vegetación. [m]
$C_E = 320$	Costo de la energía [\$/kW-h]
$K = 0.315$	Factor de proporcionalidad entre el valor [\$] del <i>NENS</i> y los costos de implementación del plan de podas [\$]

4.2.1 Resultados caso de prueba 2: Frente de soluciones no dominadas. Energía no servida vs costos de implementación.

El desarrollo de este modelo plantea un procedimiento completo e incluyente de los demás modelos matemáticos, presentando los resultados en un frente de soluciones no dominado. De esta manera, es necesario en primera instancia ejecutar los modelos 1 y 3, para encontrar las soluciones correspondientes a un valor máximo de NENS con un costo de implementación CI bajo, y un valor máximo de costo de implementación CI con un NENS mínimo. Estas soluciones son los extremos del frente no dominado.

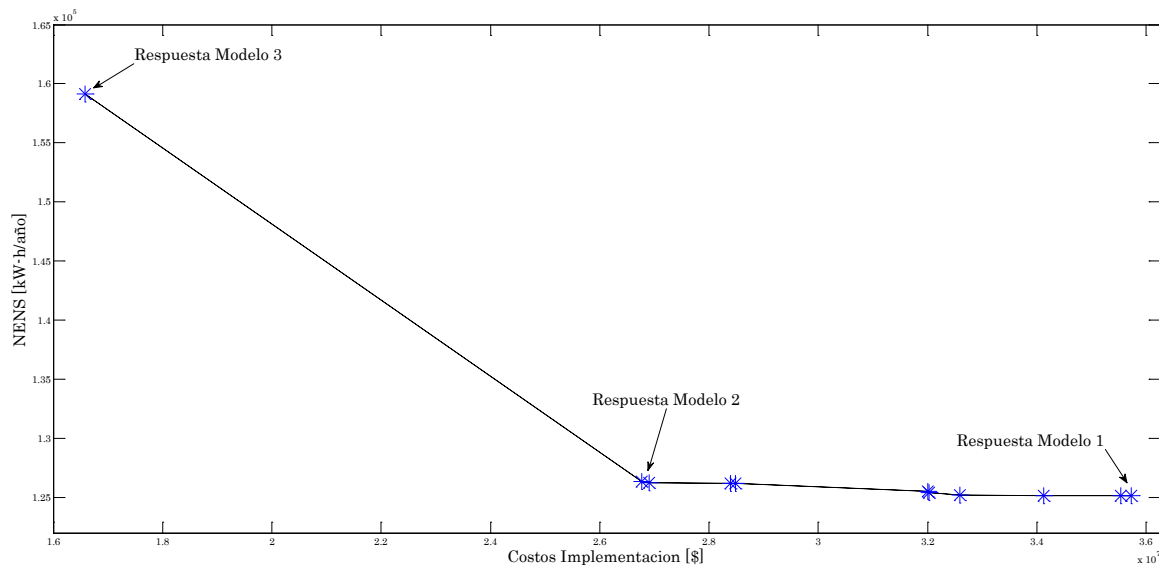


Figura 4.4 Frente de soluciones no dominado (Sistema de prueba 2)

En la Tabla 4.30, se consignan los valores de NENS y costos de implementación de las propuestas resultantes de mantenimiento de la Figura 4.4.

Tabla 4.30 Alternativas de soluciones $NP=1$, Caso de prueba 2

Alternativa	Costo de Implementación[COP\$]	NENS [kWh/año]
1	16577251.37	159141.88
2	26772098.65	126374.98
3	26905123.01	126231.00
4	28397473.99	126197.58
5	28479090.93	126188.63
6	31999167.28	125493.86
7	32027738.33	125424.36
8	32583900.97	125208.25
9	34122436.69	125165.89
10	35536140.48	125163.90
11	35725487.69	125152.02

A través de la solución del modelo 2 es posible comprobar el resultado de la solución intermedia del frente, por medio de variaciones del parámetro k . Esta solución corresponde a la alternativa 2 (etiquetada como “Respuesta Modelo 2”) de la Tabla 4.30, la cual plantea una respuesta equilibrada desde una perspectiva de mejora en la confiabilidad a un costo favorable. El cronograma de actividades relacionado a esta solución se muestra en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31 Cronograma de actividades para alternativa 2

Tramos de red		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Periodo	t_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
	t_4	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0

De acuerdo con la información expuesta por la Tabla 4.31, las actividades de poda son más notorias en el último trimestre. En el trimestre 2 y 3 estas actividades son más reducidas y el primer trimestre no contiene ni una sola intervención para ningún tramo. Esto se debe principalmente a que las tasas de falla por vegetación tienen un comportamiento creciente, haciendo que la poda de vegetación se acentúe en los últimos trimestres del planeamiento. Respecto a las cuadrillas o grupos de trabajo c_1, c_2, c_3 , la ejecución del plan de mantenimiento está asignado en las Tabla 4.32, Tabla 4.33 y Tabla 4.34.

Tabla 4.32 Asignación de actividades durante el trimestre 2.

Tramos de red		5	7
Cuadrillas Periodo 2	c_1	0	0
	c_2	0	1
	c_3	1	0

Tabla 4.33 Asignación de actividades durante el trimestre 3.

Tramos de red		8	12
Cuadrillas Periodo 3	c_1	0	0
	c_2	1	1
	c_3	0	0

Tabla 4.34 Asignación de actividades durante el trimestre 4.

Tramos de red		1	2	3	4	6	11	13	14	15
Cuadrillas Periodo 4	c_1	0	1	1	0	0	0	0	0	0
	c_2	1	0	0	1	0	1	1	0	0
	c_3	0	0	0	0	1	0	0	1	1

De acuerdo a la ejecución del plan de mantenimiento de la vegetación la cuadrilla 2 (c_2) es la que más realiza actividades de mantenimiento con 7 intervenciones, mientras que c_1, c_3 realizan 2 y 4 intervenciones de mantenimiento respectivamente cumpliendo la restricción de capacidad operativa.

El resultado final del cronograma de actividades, se resume en el valor de NENS y costo de implementación CI presente en la Tabla 4.35. El valor de la primera columna corresponde al valor de NENS para el caso base, en donde no se realizan labores de poda de vegetación durante el periodo de planeamiento, siendo evidente la desmejora respecto al valor de NENS (columna 2) para la propuesta de mantenimiento de la Tabla 4.31. Cuando se realizan las actividades de poda para el periodo de planeamiento, la reducción en el valor del NENS es de aproximadamente un 30%.

Tabla 4.35 Resultados propuesta de mantenimiento 2

NENS caso base [kWh/año]	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación [COP\$]
181267,50	126374,98	26772098.65

Posteriormente se ejecuta el procedimiento de solución para el mismo sistema de prueba, considerando un número máximo de dos podas por cada tramo de red a lo largo del periodo de planeamiento ($NP = 2$). La Figura 4.4 Fig. 4 muestra el frente de soluciones no dominadas bajo esta modificación, ampliando el abanico de posibilidades sobre el cual el tomador de decisiones puede escoger la opción más apropiada conforme a factores externos. En la

Tabla 4.36 se presentan las 20 soluciones del frente no dominado de la Figura 4.4.

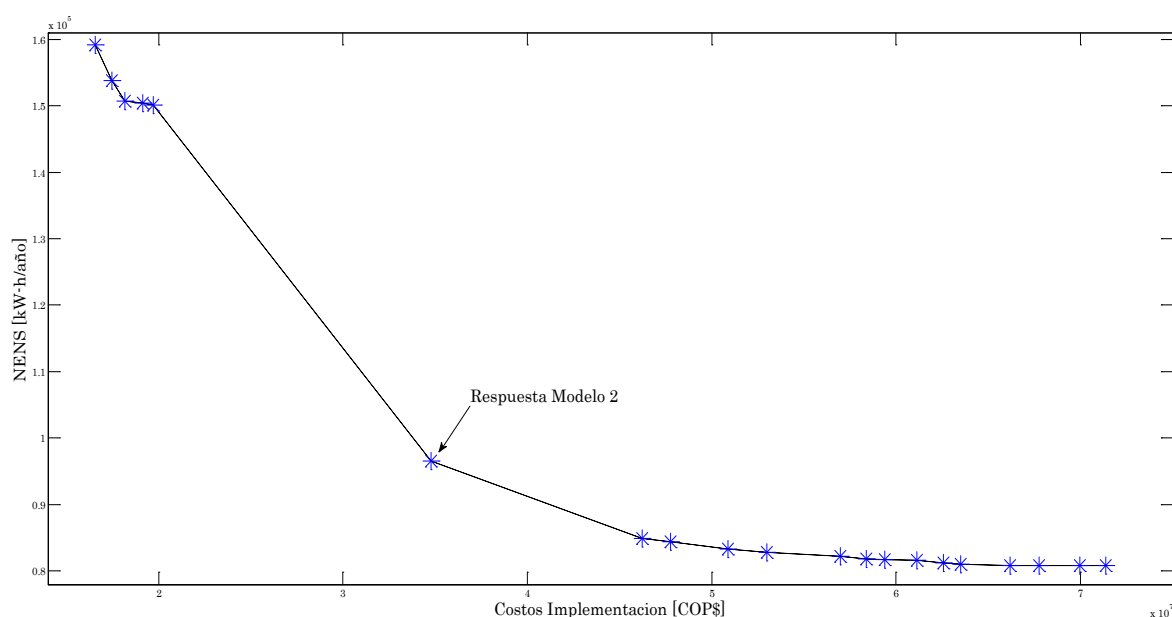


Figura 4.5 Frente de soluciones no dominado, NP=2 (Sistema de prueba 2)

Tabla 4.36 Alternativas de solución con $NP=2$, Caso de prueba 2

Alternativa	Costo de Implementación[COP\$]	NENS [kWh/año]
1	16577251.37	159141.88
2	17919783.54	151531.55
3	18180507.18	150699.12
4	19147519.49	150421.09
5	19705935.04	150121.43
6	34774757.82	96596.74
7	46233899.70	84961.13
8	47777760.49	84383.44
9	50865891.70	83339.22
10	52973800.34	82801.76
11	56974976.31	82276.66
12	58360621.07	81805.98
13	59369619.51	81724.45
14	61127097.55	81668.33
15	62575209.49	81262.39
16	63503103.00	81015.78
17	66176083.53	80883.42
18	67763671.35	80845.40
19	69945004.51	80817.33
20	71354509.69	80807.30

El aumento en el número de podas permitidas durante el periodo de planeamiento, influye en el incremento del espacio de solución del problema, lo cual se evidencia en el aumento del número de propuestas presentes en el frente de soluciones no dominado. La alternativa 6 de la Tabla 4.36 contiene un programa de actividades con valores de NENS y costos de implementación favorables en comparación con otras propuestas. Para esta alternativa, el cronograma de podas se presenta en la Tabla 4.37.

Tabla 4.37 Cronograma de actividades para alternativa 6 - NP=2

Tramos de red		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Periodo	t_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_3	1	1	1	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
	t_4	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0

Las actividades de poda presentadas en la Tabla 4.37 muestran un comportamiento similar al de la Tabla 4.31. El mantenimiento de la vegetación sigue siendo más pronunciado en los últimos trimestres debido al comportamiento creciente de las tasas de falla.

La asignación de tareas para las cuadrillas de mantenimiento se encuentra relacionada en la Tabla 4.38, Tabla 4.39 y Tabla 4.40. Según esto, la cuadrilla 2 (c_2), presenta la mayor cantidad labores de poda a atender, en comparación con las otras dos cuadrillas. Sin embargo, esta situación no influye en la factibilidad de la propuesta de mantenimiento, a pesar de llevar al límite el recurso técnico de esta cuadrilla.

Tabla 4.38 Asignación de actividades durante el trimestre 2, NP=2

Tramos de red		5	7
Cuadrillas Periodo 2	c_1	0	0
	c_2	0	1
	c_3	1	0

Tabla 4.39 Asignación de actividades durante el trimestre 3, NP=2

Tramos de red		1	2	3	4	8	12
Cuadrillas Periodo 3	c_1	0	0	0	0	0	0
	c_2	1	1	1	1	1	1
	c_3	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.40 Asignación de actividades durante el trimestre 4, NP=2

Tramos de red		1	2	3	4	6	11	13	14	15
Cuadrillas Periodo 4	c_1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	c_2	1	1	1	0	0	1	1	0	0
	c_3	0	0	0	0	1	0	0	1	1

Siguiendo esta alternativa de mantenimiento considerando un número máximo de dos podas por cada tramo de red a lo largo del periodo de planeamiento, el valor de NENS respecto al caso base se reduce en un 47% aproximadamente (ver Tabla 4.41).

Tabla 4.41 Resultados propuesta de mantenimiento 6, NP=2

NENS caso base [kWh/año]	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación [COP\$]
181267,50	96596.74	34774757.82

4.2.2 Análisis de sensibilidad entre las variables binarias que definen el plan de mantenimiento de la vegetación y la asignación de actividades.

En la construcción del frente de soluciones no dominadas se puede encontrar los resultados mostrados en la Figura 4.6 en donde las alternativas contienen el mismo valor de NENS, pero con un costo de implementación CI diferente, lo que indica que estas alternativas contienen el mismo cronograma de actividades, pero su implementación u asignación de actividades es diferente, tal como lo indica su diferencia en costos en la Tabla 4.42.

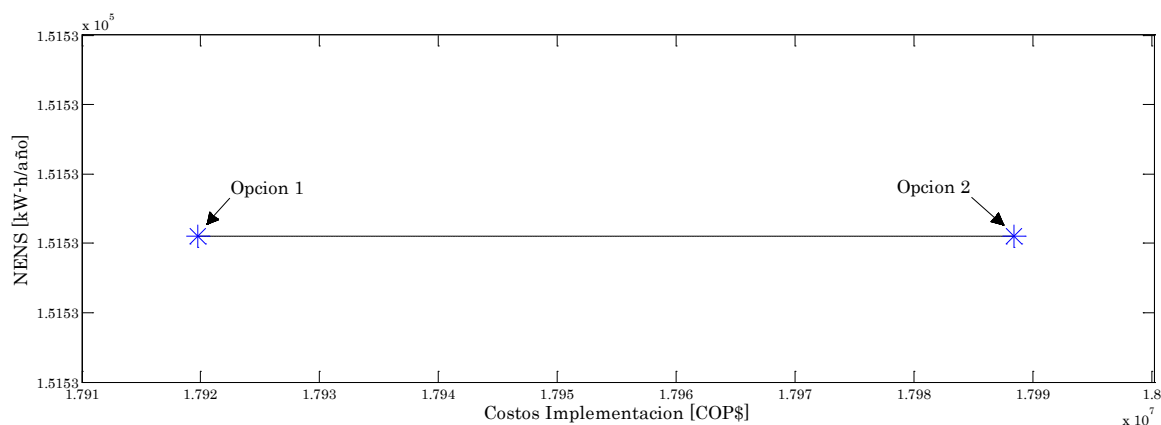


Figura 4.6 Alternativas con NENS equivalente

Tabla 4.42 Los resultados de las alternativas con NENS equivalente

Alternativa	NENS [kWh/año]	Costo de Implementación[COP\$]
Opción 1	151531.55	17919783.54
Opción 2	151531.55	17988395.03

El cronograma de podas de las dos (2) alternativas se presenta en la Tabla 4.43.

Tabla 4.43 Cronograma de actividades de alternativas (opción 1 y 2) con igual valor de NENS

Tramos de red		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Periodo	t_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_3	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	t_4	0	1	1	1	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	0

La asignación de tareas para las cuadrillas de mantenimiento de las dos (2) alternativas se encuentra relacionada en Tabla 4.44, Tabla 4.45, Tabla 4.46 y Tabla 4.47.

Tabla 4.44 Asignación de actividades durante el trimestre 2 (Opción 1 y 2)

Tramos de red		5	7
Cuadrillas Opción 1 y 2	c_1	0	0
	c_2	0	1
	c_3	1	0

Tabla 4.45 Asignación de actividades durante el trimestre 3 (Opción 1 y 2)

Tramos de red		3	4
Cuadrillas Opción 1 y 2	c_1	0	0
	c_2	1	1
	c_3	0	0

Tabla 4.46 Asignación de actividades durante el trimestre 4 (Opción 1)

Tramos de red		2	3	4	8	11	12	13	14	15
Cuadrillas Opción 1	c_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	c_2	1	1	1	1	1	1	0	0	0
	c_3	0	0	0	0	0	0	1	1	1

Tabla 4.47 Asignación de actividades durante el trimestre 4 (Opción 2)

Tramos de red		2	3	4	8	11	12	13	14	15
Cuadrillas Opción 2	c_1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	c_2	0	1	1	1	1	1	0	0	0
	c_3	1	0	0	0	0	0	1	1	1

En la Tabla 4.46 y Tabla 4.47 muestra una diferencia en la asignación de actividades el cuarto trimestre, lo cual se ve reflejado en el costo de implementación CI mostrado en la Tabla 4.42, ya que la opción 1 realiza la actividad de mantenimiento de la vegetación en el tramo Nro. 2 con la cuadrilla c_2 , mientras que en la opción 2 realiza esta misma actividad con la cuadrilla c_3 .

Lo anterior se debe a la ecuación (3.31) planteada en el modelo 4 en donde la asignación de actividades se limita a un presupuesto o Costo de Implementación disponible. De esta manera se demuestra que cambios en las variables de decisión binarias de asignación de tareas $\chi(i, c, t)$ no afectan la variable de decisión binaria que contiene el cronograma de actividades $\gamma(i, t)$, mientras que cambios en las variables de $\gamma(i, t)$ hacen que las variables $\chi(i, c, t)$ se modifiquen totalmente. Aunque estos modelos se acoplan por medio de la ecuación (3.28) garantizando que las actividades de mantenimiento solo se ejecuten en donde se requiere, la variable $\chi(i, c, t)$ se rige por los costos de implementación CI que depende directamente del NENS al que se desea llegar, el cual es definido por la variable $\gamma(i, t)$.

Para la construcción del frente de soluciones no dominadas se debe tener en cuenta el criterio de optimización de las funciones objetivo, para este caso sería el de minimizar NENS y costos de implementación, de acuerdo a esto la alternativa seleccionada sería la Opción 1 por tener menor costo de implementación (Esta corresponde a la alternativa 2 de la Tabla 4.36).

5. CONCLUSIONES Y FUTUROS TRABAJOS

- El problema de mantenimiento de la vegetación bajo redes aéreas de distribución ha sido representado en este trabajo a través de programación matemática, abarcando aspectos de confiabilidad en sistemas eléctricos, capacidad técnica y financiera de la empresa y características biológicas de las especies vegetales. De esta forma, los resultados se obtienen en términos de cuándo y dónde se deben realizar actividades de poda de vegetación a lo largo de la red de distribución, minimizando el Nivel de Energía No Servida NENS y los costos de implementación asociados a estas labores. De igual forma, se determinan cuáles son las cuadrillas o grupos de trabajo que deben atender este tipo de labores.
- Los parámetros de sensibilidad representados por las tasas de falla por vegetación, influyen en la distribución de actividades de poda a lo largo del

periodo de planeamiento bajo estudio. Este aspecto se ve reflejado cuando las labores de mantenimiento están presentes en mayor cantidad en los últimos trimestres.

- A partir de los diferentes enfoques de modelamiento matemático abordado para este problema, se obtiene un frente de soluciones no dominado que contiene diversas propuestas de mantenimiento de la vegetación, permitiendo al tomador de decisiones escoger la solución que más se adapte a sus prioridades.
- El espacio de soluciones factibles aumenta considerablemente cuando se incrementa el número de podas permitidas en cada sección durante el periodo de planeamiento.
- Las tasas de crecimiento y el porcentaje de violación de la distancia de seguridad que debe tener la vegetación con la red de distribución son variables que impactan directamente los costos de implementación de las actividades de poda en cuanto su parametrización define la frecuencia en la que se debe programar las actividades de mantenimiento.
- La metodología plantea realizar el diagnóstico de confiabilidad con el objeto de identificar las zonas o alimentadores primarios que presentan deterioro en este aspecto para focalizar las actividades de mantenimiento de la vegetación.
- Esta metodología se ejecutó sobre dos sistemas de 19 y 16 tramos de red respectivamente, ya que para sistemas de mayor tamaño el esfuerzo computacional aumenta de forma considerable y el solver tarda más iteraciones en obtener soluciones factibles, por lo cual el problema se vuelve altamente restricto a medida que va incrementando el tamaño del sistema de distribución.

Como trabajos futuros se plantea lo siguiente:

- A los modelos existentes se les debe adicionar variables de exceso en las restricciones e incluir estas variables en la función objetivo. Esto permite que el modelamiento matemático este enfocado en optimizar la función objetivo principal y que, en menor medida, optimice las variables de exceso incluidas en las restricciones con el propósito de mejorar el conjunto de soluciones no dominada mediante la técnica Epsilon Restricciones Aumentado.
- Tener en cuenta en la optimización del NENS el impacto positivo en la mejora de la confiabilidad, generado al realizar actividades de mantenimiento, ya que los modelos planteados no modifica las tasas de falla durante el periodo de planeamiento. Para esto es necesario realizar estudios de confiabilidad después de implementar planes de mantenimiento de la vegetación.
- Plantear un modelo matemático en donde la función objetivo principal sean los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI que permita obtener un conjunto de soluciones no dominadas que represente el conflicto de interés

entre estos indicadores y los costos de implementación de planes de mantenimiento.

- Incluir el análisis financiero, donde se expone de forma clara los beneficios no solo desde el punto de vista de mejora de la confiabilidad, sino también económicos. Esto haría ver los planes de mantenimientos de la vegetación como una inversión y no como un gasto.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Goodfellow, J.W. (2005). Investigating tree-caused faults. Transmission & Distribution World.
- [2] U.-C. P. S. O. T. Force, S. Abraham, H. Dhaliwal, R. J. Efford, L. J. Keen, A. McLellan, J. Manley, K. Vollman, N. J. Diaz, T. Ridge et al., Final report on the August 14, 2003 blackout in the United states and Canada: causes and recommendations. US-Canada Power System Outage Task Force, 2004.
- [3] Kuntz, P. A., Christie, R. D., & Venkata, S. S. (2002). Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 17(4), 1164-1169.
- [4] Companhia Paulista de Força e Luz CPFL. (2003, 01 3). Planejamento e Controle da Arborização na Coexistência com o Sistema Elétrico. 19. São Paulo, Brasil.
- [5] R.A. Davidson, H. Liu, I.K. Sarpong, P. Sparks, D.V. Rosowsky, "Electric Power Distribution System Performance in Carolina Hurricanes," Natural Hazards Review Vol. 4, No. 1, pp. 36-45, February 2003.
- [6] COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. Planejamento e controle da arborização na coexistência com o sistema elétrico. São Paulo: CPFL, 2003. 19p.
- [7] GUGGENMOONS S. "Increased risk of electric service interruption associated with tree branches overhanging conductors". Alberta Institute of Agrology, Canada.
- [8] IEEE 516-2009 "Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines".
- [9] NERC (North American Electric Reliability Corporation). "Standard FAC-003.2-Transmission Vegetation Management (Vegetation Management Standard Drafting Team) ", New Jersey, United States of America. March 17, 2010.
- [10] Goodfellow, J.W. "Understanding How Trees Cause Power Interruptions (presented at 82nd Conference of International Society of Arboriculture)", Minneapolis, United States of America, 2006.
- [11] Lovelace, W. R. "Vegetation Management on Distribution Line Right-of-Way Are You Getting Top Value for Your Money?." Rural Electric Power Conference, 1996. Papers Presented at the 39th Annual Conference. IEEE, 1996.

- [12] Kuntz, P. A., Christie, R. D., & Venkata, S. S. (2001). A reliability centered optimal visual inspection model for distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(4), 718-723.
- [13] Ahmad, J., Malik, A. S., & Xia, L. (2011, May). Effective techniques for vegetation monitoring of transmission lines right-of-ways. In *Imaging Systems and Techniques (IST)*, 2011 IEEE International Conference on (pp. 34-38). IEEE.
- [14] Ahmad, J., Malik, A. S., & Xia, L. (2011, September). Vegetation monitoring for high-voltage transmission line corridors using satellite stereo images. In *National Postgraduate Conference (NPC)*, 2011 (pp. 1-5). IEEE.
- [15] Larrauri, J. I., Sorrosal, G., & González, M. (2013, May). Automatic system for overhead power line inspection using an Unmanned Aerial Vehicle—RELIFO project. In *Unmanned Aircraft Systems (ICUAS)*, 2013 International Conference on (pp. 244-252). IEEE.
- [16] Arias, L. A., Hincapié, R. A., & Granada, E. M. (2014, April). Integrated methodology between metaheuristic techniques for optimal vegetation maintenance in distribution systems. In *T&D Conference and Exposition*, 2014 IEEE PES (pp. 1-5). IEEE.
- [17] Arias, A., Hincapié, R. A., Granada, M., & Gallego, R. A. (2012, September). Optimal scheduling of vegetation maintenance underneath overhead power distribution lines. In *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition*.
- [18] K. Fernandes, and D. Ferreira, "Arborização urbana," Universidade do Estado de São Paulo, São Paulo, Brasil. 2002.
- [19] OLIVEIRA JUNIOR, A. V. C. Redução dos custos de empresas de distribuição de energia através da adequação da arborização urbana. São Paulo: CESP, 1996. 9 p.
- [20] Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. (2008, septiembre 26). Resolución No. 097 de 2008. Bogotá, Colombia.
- [21] Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. (2014, marzo 25). Resolución No. 036 de 2014. Bogotá, Colombia.
- [22] Reglamento Técnico de Instalaciones Electricas – RETIE 2013
- [23] Herrera, J. "Servidumbres de Líneas Eléctricas", Chile, 2009.
- [24] American National Standards Institute (ANSI). "A300 (Part 1)-2008: Tree, Shrub, and Other Woody Plant Management- Standard Practices (Pruning)", United States of America, 2008.
- [25] NERC Board of Trustees. "Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards"United States of America, 2010.
- [26] NERC (North American Electric Reliability Corporation). "Standard FAC-003.1--Transmission Vegetation Management Program".
- [27] NERC (North American Electric Reliability Corporation). "Standard FAC-003-3- Minimum Vegetation Clearance Distances (MVCD)-2015

- [28] American National Standards Institute (ANSI). "A300 (Part 7)-2006: Tree, Shrub, and Other Woody Plant Management- Standard Practices (Integrated Vegetation Management a. Electric Utility Rights-of-way)", United States of America, 2006.
- [29] Zapata C. J, "Índices de confiabilidad de circuitos primarios de distribución," Revista Mundo Eléctrico, No. 69, 2007.
- [30] Zapata C. J, "Índices de confiabilidad de equipos de subestaciones de distribución," Revista Mundo Eléctrico, No. 65, 2006.
- [31] Zapata C. J, "Índices de confiabilidad de redes secundarias de distribución," Revista Mundo Eléctrico, No. 64, 2006.
- [32] Zapata C. J, "Índices de confiabilidad de transformadores de distribución," Revista Mundo Eléctrico, No. 57, 2004.
- [33] Zhang X, Gockenbach E, "Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 14 No.5, pp.1183-1191, Oct. 2007.
- [34] Schwan M., W.H. Wellbow, A. Schnettler, U. Zickler, M. Roth, J. Schneider, "Risk-based Asset Management for Substations in Distribution Networks Considering Component Reliability," CIGRE, 2006, pp. 1-7.
- [35] Zapata C. J, Confiabilidad en Ingeniería, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [36] Zapata C. J, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [37] Zapata C. J, El Método de Simulación de Montecarlo en Estudios de Confiabilidad de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Revista Scientia et Technica, Universidad Tecnológica de Pereira, No. 24, 2004, ISSN 0122-1701 [Online]. Disponible en: <http://www.utp.edu.co/ciencia>
- [38] C. D. Feinstein, P. A. Morris, "The Role of Uncertainty in Asset Management," in Proc. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-6.
- [39] G. C. Stone, "The Statistical of Aging Models and Practical Reality," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 28, pp. 716-127, Oct. 1993.
- [40] IEC Evaluation and qualification of electrical insulation systems, IEC Standard 60505, Oct. 2010.
- [41] L. Wenyuan, Risk Assessment of Power Systems Models, Methods, and Applications, United States of America: IEEE Press-Wiley, 2005.
- [42] IEC Power law model – Goodness-of-fit test and estimation methods, IEC Standard 61710, 2000.
- [43] Klefsjo B, Kumar U, "Goodness-of-fit tests for the power law process based on the TTT plot", IEEE Transactions on Reliability, Vol. 41, No. 4, December 1992.
- [44] Zapata C. J. (2010). Procesos estocásticos puntuales. In Análisis probabilístico y simulación. Pereira.

- [45] Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. (2004, junio 25). Resolución No. 037 de 2004. Bogotá, Colombia.
- [46] Zapata, C. J. (2011). Sistemas reparables. In *Confiabilidad en ingeniería*. Pereira.
- [47] Kuhn H. W., "The hungarian method for the assignment problem," *Naval Research Logistics Quarterly*, vol. 2, no. 1, pp. 83–97, 1955.
- [48] Norma Perez, Mario Ber´on, Enrique Miranda," Asignaci´on de Tareas en Sistemas Distribuidos de Tiempo Real" XIV Workshop de Investigadores en Ciencias de la Computaci´on, 2012
- [49] Jos´e Lisandro Aguilar Castro and Leila Kloul," Estudio del problema de asignaci´on de tareas en los sistemas distribuidos: funciones de costo y m´etodos de resoluci´on", *Rev. T´ec. Ing. Univ. Zulia* . Vol. 20. No. 3. 1997
- [50] Comisi´on Reguladora de Energ´ıa y Gas CREG. (2004, febrero 25). Resoluci´on No. 024 de 2016. Bogot´a, Colombia.
- [51] Ehrgott, M. & Ruzika, S. (2005). An improved Epsilon-Constraint method for multiobjective programming.
- [52] Richard E. Rosenthal. A GAMS TUTORIAL. Extra´ıdo el 29 de octubre de 2010, de <http://www.gams.com/dd/docs/gams/Tutorial.pdf>.